

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**А.Е. Ковешников**

## **ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2011

УДК 553.98(075.8)  
ББК 26.343.1я73  
К56

**Ковешников А.Е.**

К56      Геология нефти и газа: учебное пособие / А.Е. Ковешников; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 168 с.

В пособии изложены краткие сведения строении Земли, об основных тектонических гипотезах её развития, о процессах литогенеза, ведущих к формированию современного облика земной коры, участвующих в формировании месторождений нефти и газа, о физических и химических свойствах нефти, газа, твердых битумов, о процессах их образования в земной коре, о нефтематеринских породах, породах-коллекторах и породах-флюидоупорах, о миграции нефти и газа, о резервуарах, ловушках, залежах и месторождениях нефти и газа, о формировании и разрушении ловушек и месторождений нефти и газа.

Предназначено для студентов вузов нефтегазового профиля, обучающихся по специальности «Геология нефти и газа» направлений «Геология и разведка полезных ископаемых» и «Нефтегазовое дело», а также для студентов, аспирантов и других специалистов, занимающихся научными исследованиями в области нефтяной геологии.

УДК 553.98(075.8)  
ББК 34.68я73

*Рецензенты*

Доктор геолого-минералогических наук, профессор ТПУ  
***M.Б. Букаты***

Доктор геолого-минералогических наук, профессор ТГУ  
***A.И. Чернышов***

# **УЧЕБНЫЙ КУРС «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»**

## **ВВЕДЕНИЕ**

Начальные аспекты курса «Геология нефти и газа» изложенные в данном учебном пособии являются попыткой изложить результаты работ большого количества ученых и практиков. Особую благодарность хочу выразить моему учителю в нефтяной геологии, Академику РАН Алексею Эмильевичу Конторовичу, который является примером трудоспособности, научной целеустремленности и огромной мудрости, как для меня, так и для нескольких поколений ученых и практиков в нефтяной геологии.

Настоящий курс предназначен для студентов высших учебных заведений нефтяного профиля, а также для геологических специальностей вузов общегеологического или близкого профиля. В пределах курса с геологических позиций рассмотрены следующие вопросы: что такое нефть и газ, вопросы происхождении, миграции и накоплении (и разрешении) скоплений нефти и газа, приводятся их классификации. Практическая часть программы курса (практические занятия студентов) составляет объяснение практических приемов изучения недр с целью обнаружения и классификации месторождений нефти и газа и приведена на авторском сайте автора при интернетресурсе ТПУ.

При составлении данного пособия получены ценные консультации ряда сотрудников кафедр Томского политехнического университета ГРНМ ИГНД и ГРПИ ИПР, кафедры динамической геологии ГГФ Томского Государственного университета профессора, д.г.-м.н. В.П. Парначева, от ряда сотрудников ИНГГ СО РАН, член-корреспондента РАН В.А. Конторовича, д.г.-м.н. Н.В. Сенникова и др.

При написании работы получены ценные научные замечания от доцента кафедры ИГНД ГРНМ Натальи Михайловны Недоливко, за что автор выражает ей глубокую признательность, как и ряду преподавателей и сотрудников кафедры ГРНМ ИГНД: Николаю Андреевичу Пешкову, Валерии Александровне Москаленко, сотруднику кафедры ГРПИ ИПР Александре Викторовне Ежовой, без помощи которых данный труд не был бы завершен.

Всем им автор выражает свою искреннюю благодарность за помощь и поддержку.

## **ВВЕДЕНИЕ РАЗВИТИЕ НЕФЯНОЙ ГЕОЛОГИИ В РОССИИ**

В становлении и развитии геологии нефти и газа большую роль сыграли русские и советские ученые — А.Д. Архангельский, Д.В. Голубятников, И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, их ученики и последователи.

Андрей Дмитриевич Архангельский писал труды по различным проблемам стратиграфии, литологии, тектоники, палеогеографии, учению о полезных ископаемых. Изучал верхний мел и палеоген Поволжья. Им также были предложены (в 1930 г.) приёмы детальных палеогеографических реконструкций и разработал основы сравнительно-литологического метода.

Дмитрий Васильевич Голубятников — советский геолог-нефтяник, один из создателей промысловой геологии, один из основоположников нефтяной геологии Азербайджана.

Иван Михайлович Губкин окончил Петербургский учительский институт, Петербургский горный институт. В 1920 г. по предложению В.И. Ленина вошёл в состав Главного нефтяного комитета, а с 1922 г. являлся руководителем Главсланца. В 1922—1925 гг. председатель Особой комиссии по изучению Курской магнитной аномалии. В труде «Учение о нефти» (1930) разработал основы теории происхождения нефти, условия формирования её залежей. Обосновал возможность создания «Второго Баку», в 1930 году предсказал нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири.

Николай Брониславович Вассоевич. Его исследования касаются геологии и геохимии нефти и газа, литологии, стратиграфии, тектоники, учения о фациях, региональной геологии Кавказа, Закавказья, Сахалина, Ферганы, древних и молодых платформ, складчатых областей Дальнего Востока и Северо-Востока.

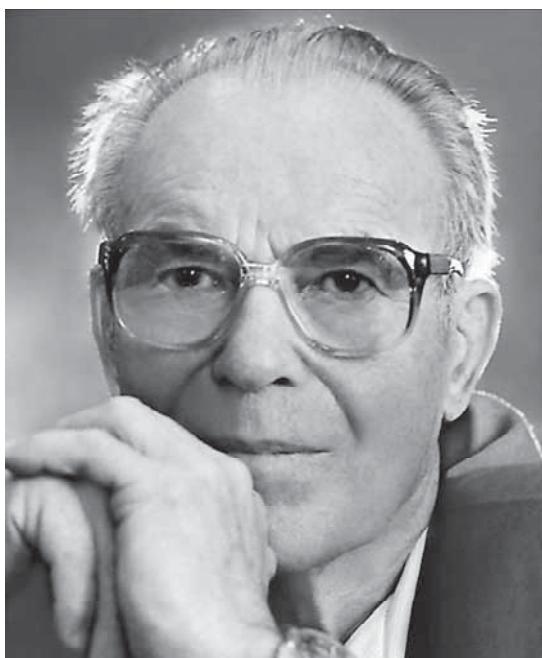
Андрей Алексеевич Трофимук сыграл выдающуюся роль в открытии и освоении «Второго Баку», основал ИНГГ СО РАН, в числе первых академиков переехал из Москвы в Академгородок Новосибирска, где стал директором строящегося института (рис. 1).

Алексей Эмильевич Конторович — всемирно известный специалист в области геологии нефти и газа, органической геохимии, математической геологии. Он внес значительный вклад в разработку теории образования нефти, теории и методов количественного прогноза нефтегазоносности, теории и методик поисковых и разведочных работ, в экономику нефтегазового комплекса, в научное обоснование и открытие Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Хатангско-Вилюйской нефтегазоносных провинций, в теоретическое обоснование и открытие нефтега-



зоносности докембрия. Он выполнил большой цикл исследований по теоретическим основам органического происхождения нефти, по глобальным и региональным оценкам ресурсов нефти и газа (рис. 1.1).

В послевоенные годы развивая творческое наследие И.М. Губкина, советские, а потом российские ученые и производственники достигли больших успехов в познании основных закономерностей распространения нефти и газа в земных недрах, в изучении вопросов происхождения и условий формирования залежей и местоскоплений. Это позволяет научно обоснованно вести поиски и разведку местоскоплений нефти и природного газа и обеспечивать добывчу этих важнейших полезных ископаемых.



*Рис. 1.1. Андрей Алексеевич Трофимук, Алексей Эмильевич Конторович – основоположники современного научного уровня нефтяной геологии в Сибири*

В последние десятилетия в Российской Федерации основное направление работ по изучению геологии нефтяных и газовых месторождений сосредоточилось в регионах Западной и Восточной Сибири, планируется переход на шельф морей Северного Ледовитого океана. Научная составляющая этих исследований определялась творческим коллективом во главе с академиком Алексеем Эмильевичем Конторовичем, творческими коллективами многих геологических организаций страны, учеников геологов, о которых кратко рассказано выше.

## **ВВЕДЕНИЕ ОСНОВА УЧЕБНОГО КУРСА**

Курс «Геология нефти и газа» предназначен для изучения следующих вопросов:

- краткая история развития нашей планеты и основные геологические процессы, меняющие ее облик и формирующие осадочные породы □
- что такое нефть и газ и как они образуются в недрах □
- что такое породы-коллекторы и благодаря чему в них могут попадать и аккумулироваться нефть и газ (конденсат) □
- что такое породы-флюидоупоры, и какие их свойства препятствуют уходу нефти и газа из пород-коллекторов, формируя тем самым месторождения (местоскопления) нефти и газа □
- что такое резервуар, ловушка, залежь, что такое «месторождение нефти и газа» и т. д. □
- возрастные уровни формирования нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири, типы пород, участвующих в их формировании □
- миграция углеводородов в недрах □
- формирование и разрушение месторождений нефти и газа.

Основа курса «Геология нефти и газа» □ понять, что такое «месторождение нефти и газа» и как его найти. В общем плане можно привести следующую формулировку:

«Нефтяное или газовое месторождение □ это такое соотношение в пространстве пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, при котором в результате миграции в земной коре различных флюидов может сформироваться и стабильно сохраняться промышленное скопление углеводородов».

Таким образом, для того, чтобы сформировалось нефтяное или газовое месторождение необходимо наличие как самой нефти (газа), так и пород-коллекторов, оформленных в резервуары, по которым эти нефть (газ) могут мигрировать и накапливаться в процессе эволюции земных недр.

Механизм миграции нефти (газа) определяется процессами гравитации, при которых данные флюиды всплывают сквозь воду, напитывающую пласти Земли в её недрах, вплоть до момента, когда их продвижение прекращается либо ввиду выхода флюида на дневную поверхность и последующего исчезновения, либо флюид может быть остановлен непроницаемым экраном, сложенным породами, в которых невозможно или крайне затруднено его дальнейшее продвижение.

Таким образом, месторождение нефти (газа) — это пространственное совмещение определенного количества углеводородов (УВ), пород-коллекторов и пород-флюидоупоров.

Если рассмотреть пару порода-коллектор — порода-флюидоупор, то такая пара по формальным признакам соответствует паре накопления терригенных отложений, таких как процикличит, где первоначально отлагается песчаный пласт, а перекрывает его пласт глинистый.

Такие пары: коллектор-флюидоупор, могут быть сложены:

— коллекторы — песчаниками, доломитами, образованиями кор выветривания, гидротермально измененными известняками или силицитами —

— флюидоупоры — соляно-ангидритовые слоями, пластами глин (аргиллитов), соляными штоками, телами эфузивных пород, глинками трения тектонических швов.

Отметим, что пары коллектор-флюидоупор могут быть, как сопряжены во времени, т. е. накапливаться один непосредственно после другого (пара пород песчаник-глина), так и разобщены, как в паре пород кора выветривания палеозойских пород — глина юрской покрышки.

Наиболее простым случаем из приведенных выше является пара песчаник-глина (аргиллит) сопряженные во времени. Они формируют пластовые резервуары. В их формировании ведущим является структурный фактор, когда в результате медленного вертикального смещения различных блоков земной коры, в них вовлекаются названные пары пород таким образом, что формируется структура типа «перевернутой тарелочки», именуемая антиклинальной структурой. В этой перевернутой тарелочке самой тарелочкой является флюидоупор, а внутри тарелочки находится песчаник в виде приблизительно равномерного слоя, пропитанный нефтью (газом), наподобие пористого блина, прописанного сливочным маслом (нефтью). В случае полного заполнения тарелки массой типа хлебного мякиша, пропитанного подсолнечным маслом, как в ста-ринном русском блюде под названием «тюрь», мы имеем дело с массивным резервуаром. Только надо помнить, что в недрах всё перевёрнуто. Тарелочка перевёрнута, и в силу этого, заполняется флюидом, который в силу гравитации поднимается вверх, а, при переполнении или наклоне или разрушении тарелочки, флюид её покидает.

Собственно поиск таких «тарелочек» с пластовыми телами из песчаника или массивами из измененных известняков и силицитов, пропитанных нефтью или газом и составляет поиск нефти и газа в Западной Сибири. Во всех других случаях поисков месторождений нефти и газа на территории России мы можем иметь дело в чем-то более сложным, но принцип остается тем же. Мы ищем перевернутую тарелочку, внутри которой есть пористый или кавернозный (или трещиноватый) материал,



пропитанный нефтью и/или газом (или их смесью). При этом при поисках месторождений нефти и газа нам будут попадаться множество тарелочек, в которых коллектор будет пропитан водой.

Нефть или газ будут закономерным и приятным сюрпризом для настойчивого исследователя. Геология нефти и газа изучает происхождение, условия залегания в земных недрах и геологическую историю этих полезных ископаемых, на ее основе разрабатывается научная база поисков, разведки и разработки скоплений нефти и газа.

Целью курса «Геология нефти и газа» является создание базы понятий и определений, образующих фундаментальную основу науки — основами знаний о свойствах и составе углеводородов, их классификации, о происхождении углеводородов, о процессах формирования и закономерностях размещения месторождений нефти и газа.

Итак, очень кратко. Основа курса «геология нефти и газа» это знать:

- что представляют нефть и газ. Как они образуются □
- что такое породы-коллекторы и породы-флюидоупоры □
- что такое резервуар, ловушка, залежь, месторождение нефти и газа □
- как происходит миграция углеводородов, как формируются и разрушаются залежи нефти и газа.

Самое главное: Как, где и почему можно найти нефть и газ.

Месторождение, это □ пространственное совмещение в недрах:

- пород-коллекторов □
- пород-флюидоупоров □
- определенного количества углеводородов (УВ) □

Главный фактор □ экономический интерес к этому количеству именно так расположенной в недрах нефти (и/или газа).

## □ ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ЗЕМЛИ □ ПРОЦЕССЫ ЛИТОГЕНЕЗА

Прежде, чем мы перейдём к рассмотрению основных глав настоящего учебного курса, необходимо сделать краткий экскурс в историю развития нашей планеты, основных теорий её развития и основных процессов литогенеза, ведущих к формированию того или иного типа пород, с которыми связано формирование месторождений нефти и газа. Написание данной главы связана с особенностями учебных программ студентов, будущих слушателей курса «Геология нефти и газа». Некоторые имеют какое-то представление о литологии, но не имеют представ-



ления о законах развитии и существования нашей планеты, другие не имеют ни того, ни другого. А те, кто уже прослушал данные учебные курсы, имеет возможность переосмыслить свои знания применительно к геологии нефти и газа.

### ИСТОРИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РОССИИ

Нефть известна с давних времен. В древней Персии, где имелись выходы нефти на дневную поверхность, и где могли периодически происходить самовозгорания нефти, эти места связаны с возникновением религии огнепоклонников — Зороастризма. Нефть использовалась в древнем Египте. В Месопотамии археологи обнаружили древнее гальваническое устройство, используемое для золочения предметов роскоши, в котором нефть использовалась как изолятор. В древней Греции какие-то смеси, содержащие нефтепродукты использовались в военном деле в качестве так называемого «греческого огня», которым в морских сражениях сжигали корабли противника (рис. 1).



Рис. 1. Использование греческого огня Картинка из русской летописи

В России нефть в средние века использовали для отопления, а нафталанской нефти использовались как средство лечения ревматизма и различных кожных заболеваний как во времена Петра Великого, так и в настоящее время. На базе источников нефти в Нафталане функционирует санаторий.

Большое значение нефть и нефтепродукты приобрели с развитием техники на основе двигателей внутреннего сгорания. Огромную роль нефть сыграла во времена Великой Отечественной войны, когда одно из основных переломных сражений произошло в Сталинграде, где решался вопрос о контроле за Бакинской нефтью. Победа в Сталинградской битве стала переломной.

Еще в середине прошлого века многие хозяйки готовили пищу на керосинках или керогазах. Для этой цели в специальных магазинах, продавался керосин. Большое распространение имели бензиновые зажигалки, в быту имели хождение керосиновые лампы. Газ в бытовых целях в широких масштабах стали использовать со второй половины XX в., и значительное количество жилых домов в то время было обустроено газовыми плитами. Газовое отопление используется при отоплении жилищ в сельской местности и в настоящее время.

## ■■■■■ КЛАСИЧЕСКИЕ ВЗГЛЯДЫ НА РАЗВИТИЕ ЗЕМЛИ

В настоящем пособии принят следующий принцип изложения материала. Сначала излагаются классические взгляды на тот иной вопрос, потом приводятся некоторые из существующих альтернативных гипотез, потом краткие выводы, призванные вызвать у читателей попытку самому осмыслить имеющиеся научные теории и гипотезы и научиться на этом примере самостоятельно творчески мыслить.

## ■■■■■ МАТЕРИКИ И ПОДВИЖНЫЕ ПОЯСА ■ГЕОСИНКЛИНАЛИ

Здесь мы будем приводить классические взгляды на строение материковой и океанической коры, приводя определения из словарей с некоторой переработкой и с добавлением отдельных моментов из учебного пособия В.П. Парначева, ТГУ, ■■■ «Основы геодинамического анализа». Рассмотрим вначале строение материков. Начнём с определения термина «Земная кора».

**Земная кора** ■внешняя оболочка «твердой» Земли, ограниченная снизу поверхностью Мохоровичича. Различают континентальную кору (мощность от 3 ■■■ км под равнинами до ■■ км в складчатых областях) и океаническую (мощность ■■■ км). В строении континентальной земной коры имеются три слоя: верхний, сложенный осадочными горными породами, средний, условно называемый гранитным, и нижний, «базальтовый». «Гранитный» слой сложен гранитами и гнейсами и ещё называется гранитогнейсовым, «базальтовый» слой сложен базальтами),

габбро и очень сильно метаморфизованными осадочными породами в различных соотношениях, и ещё именуется гранулитобазальтовым.

В океанической коре «гранитный» слой отсутствует, а осадочный имеет меньшую мощность. В переходной зоне (между материками и океанами) развивается кора промежуточного типа (субконтинентальная или субокеанская).

Земная кора подвержена постоянным тектоническими движениям. В ее развитии подвижные (складчатые) области **геосинклинали** путем длительных преобразований превращаются в относительно спокойные области **платформы**) (по: Энциклопедический словарь. 1996, с добавлениями по В.П. Парначев, 1996).

Итак, вся земная кора, в основном, состоит из двух элементов, это платформы и геосинклинали.

## **ПЛАТФОРМЫ И ГЕОСИНКЛИНАЛИ**

**Платформа** (платформа — плоскость, от французского *plateau* — плоский — форма) — обширная тектоническая структура, обладающая сравнительно малой подвижностью. Рельеф платформы — низменная или возвышенная равнина. Платформа образуется на месте складчатой области в результате разрушения и снижения гор. В основании платформы лежит складчатый фундамент, сложенный преимущественно метаморфическими породами при значительной доле магматических (по: Глоссарий.1996).

Таким образом, платформа, это существовавшая ранее складчатая область, прекратившая своё геологическое развитие.

**Геосинклиналь** — один из главных (наряду с платформой) тектонических элементов земной коры. На ранних стадиях — узкая, глубоко прогибающаяся подвижная впадина длиной в несколько десятков и даже сотен километров, возникающая на дне морского бассейна и постепенно заполняющаяся толщами преимущественно обломочных и эфузивных пород. По мере развития активизируется интрузивная деятельность (внедрение магмы в толщу земной коры), на отдельных участках начинается формирование складок, происходит поднятие, сменяющееся новым погружением, возникают перерывы в осадконакоплении. Со временем процессы складкообразования усиливаются, происходит интенсивное поднятие всей геосинклинальной области и создаётся горный рельеф — геосинклиналь трансформируется в крупную складчатую систему. Обычно она образуется в зоне перехода от океана к континенту или между континентами.

Теоретические представления о формировании геосинклиналей базируются на учении о тектонических процессах земной коры, основы которого были заложены М. В. Ломоносовым. Понятие о геосинклинали в её изначальном смысле (прогибающаяся подвижная впадина с компенсированным заполнением осадками) было сформулировано в 1743 г. американским геологом и палеонтологом Дж. Холлом, а термин «геосинклиналь» введён в 1833 г. (по: География. Современная иллюстрированная энциклопедия. М.: РОСМЭН. Под редакцией проф. А. П. Горкина. 2006).

Итак, геосинклинальный процесс делится на две стадии: собственно геосинклинальную и орогенную. Геосинклинальная стадия — интенсивное прогибание поверхности с накоплением мощной толщи осадочных и магматических пород. Вторая стадия, это смена прогибания на горообразования с образованием высоких гор, поэтому она получила наименование орогенной. Соответственно, геосинклинальный пояс становится орогенным или складчатым поясом. Основная масса пород здесь представлена образованиями складчатого комплекса.

Платформы и геосинклинали слагают континенты и являются участками развития материковой коры. Собственно, современные континенты, это, как будет показано далее, это области материковой коры, сложенные участками платформ, которые соединены складчатыми поясами (геосинклиналями).

Согласно современных научных взглядов, океаническая кора от континентальной отделяется переходными типами земной коры. Это либо субконтинентальный, либо субокеанический типы (по: Парначев В.П., 1999). Субконтинентальная подразделяется на зоны островных дуг и зоны пассивных окраин континентов. Эти участки соответствуют понятию внешней амагматической зоны геосинклинали — миогеосинклинали (пассивные окраины континентов) и эвгеосинклинали — окраинным морям, островным дугам и глубоководным желобам, развитым на коре океанического типа.

**Миогеосинклиналь** (от греч. μικρός — менее, меньше и Геосинклиналь — продольно вытянутый внешний прогиб в пределах геосинклинальных систем, расположенный по соседству с платформой и возникший на том же фундаменте. Обычно характеризуется преобладанием осадочных (преимущественно карбонатных) толщ, слабым проявлением магматизма и метаморфизма. Миогеосинклинали менее подвижны по сравнению со смежными, внутренними эвгеосинклиналями — они позже последних вовлекаются в складчатость, иногда интенсивную и осложнённую надвигами или даже шарьяжами, направленными к платформе (к краевым, передовым прогибам). Термин предложен Х. Штилле в 1868 г. (по: Большая советская энциклопедия. М.: Советская энциклопедия. 1970—1978).

**Эвгеосинклиналь** — приставка, указывающая на полноту, совершенство наиболее подвижные, обычно внутренние части геосинклинальных обл., характеризующиеся высокой вулканической активностью со времени их зарождения. В пределах эвгеосинклинали широки развиты офиолитовые образования (геосинклиналь зеленокаменная, подвижные пояса уральского типа, фемические геосинклинальные области).

Как утверждает Штилле (1960, 1970) и др., эвгеосинклинали свойственны отложения большой мощности, включающие граувакки, кремнистые и вулканогенные породы. По Штилле и Кею (1970), Эвгеосинклинали вместе с миогеосинклиналями входят в состав ортогеосинклиналей. Рухин (1970) рассматривал эвгеосинклинали как геосинклинальные прогибы, образующиеся между сближенными двойными островными дугами. Кинг (1970) и др. в пределах геосинклиналей выделяют эвгеосинклинали (с существенным проявлением магматизма) и миогеосинклинали (без заметного магматизма), рассматривая эти разновидности геосинклиналей как одновременно существующие в смежных структурно-формационных зонах. Хайн (1970), Богданов (1970) установили, что эвгеосинклинали и миогеосинклинали могут сменять друг друга во времени и в пространстве (в частности, по простианию). Обуэн (1970) пару эвгеосинклиналь-миогеосинклиналь объединяет в элементарную тектоническую структуру (по: Геологический словарь: в 4-х томах. М.: Недра. Под редакцией К. Н. Паффенгольца и др.. 1970).

## ■■■■■ НЕКОТОРЫЕ ГИПОТЕЗЫ РАЗВИТИЯ ЗЕМЛИ

Земля и другие планеты Солнечной системы сформировались около 4,5 млрд лет назад после формирования Солнца из протопланетного диска пыли и газа. Вулканическая активность и дегазация первичной коры планеты, а также вероятный привнос воды кометами, привели к образованию первичной атмосферы, состоящей из паров воды, углекислого газа и азота, с некоторой примесью сероводорода и паров кислот.

В результате постепенного остывания Земли, примерно 3 млрд лет назад произошла конденсация водяного пара, что привело к образованию первичных океанов. Первичный Земной шар состоял из ядра, мантии и тонкой корки океанического типа. Не было океанов, материков в привычном для нас понимании, атмосферы. Вся поверхность была покрыта вулканами и продуктами их излияния. Состав магматических пород был ультраосновной, основной, средний, редко кислый (рис. 3.1, 3.2).

Для ядра, состоящего предположительно из расплавленного железа с примесью марганца, внутри которого плавает твёрдое ядро такого же состава, вышележащие мантия и кора представляют собой оболочку, отделяющей ядро от холода Космического пространства. Это некий минеральный аналог привычной нам атмосферы. И, также как в атмосфере, где постоянно перемещаются воздушные массы, и где постоянно создаются циклоны и антициклоны, так и в мантии, покрывающей со всех сторон ядро нашей планеты, как считает ряд ученых, осуществляются конвекционные перетоки массы и тепла, периодически возникают и долго существуют плюмы, активно действуют или временно не действуют горячие точки, происходит раздвиг океанической коры в местах срединно-оceanических тектонических швов, происходит субдукция или подныривания океанической коры под материки.

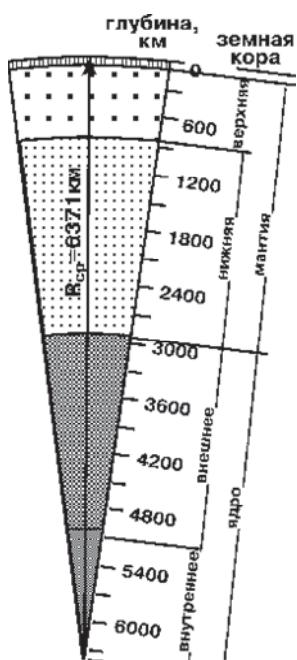


Рис. 1.1.1 Строение Земли



Рис. 1.1.2 Глубины формирования очагов магматических пород [по А.И. Борисову, 1980]

## КОНВЕКЦИОННЫЕ ЯЧЕЙКИ

Согласно гипотезе конвекционных ячеек (по Б. Изаксу, Дж. Оливеру, Л. Сайксу, ...) считается, что существует два вида конвекционных потоков — химические и тепловые (существуют в мантии и внешнем ядре одновременно). В мантии возникает химическая конвекция, движущей силой которой является значительная разность плотности, обусловленная различным составом вещества, а не разностью температуры,

как в тепловой конвекции. На рис. 1 показана блок-диаграмма движение жестких литосферных плит и конвекционных потоков в астеносфере. Деформации, возникающие в земной коре на границах этих плит при движении, как считают разработчики этой гипотезы, является причиной землетрясений.

Твердая оболочка Земли мощностью 10-15 км состоит из литосферы и верхней части мантии. Литосфера разделена приблизительно на 10 больших плит и несколько маленьких, которые перемещаются по астеносфере, расплавленной оболочки Земли, находящейся ниже литосферы в интервале глубин от 100 до 400 км.

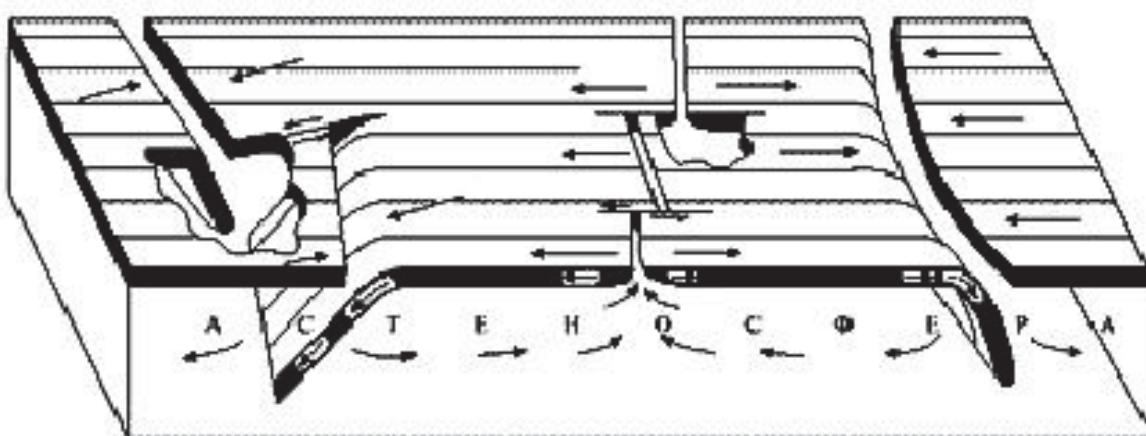


Рис. 1. Блок-диаграмма движение жестких литосферных плит и конвекционных потоков в астеносфере по Б. Изаксу, Дж. Оливеру и Л. Сайксу, 1971

Один раз возникнув, конвекционные потоки стали формировать будущие материки и океаны. Стали создавать два типа коры. Океаны с тонкой корой, материки — кора утолщённая. Считается, что по системе срединно-оceanических хребтов, океаническая кора раздвигается и погружается под океаны привнося под континенты и осадки, отложившиеся на дне моря за те 100-150 млн лет, пока эта океаническая кора от места раздвига достигла континента и погрузилась под него. Задвинутые под материк осадки там переплавляются и входят тем самым в состав континента, изменяя его мощность и состав.

Континенты, в свою очередь, тоже перемещаются и могут задвигаться один под другой (например, Африканская плита подныривает под Европейскую, в результате чего возникли и функционируют вулканы Этна, Стромболи и Везувий).

## ГИПОТЕЗА ПЛЮМОВ

Кроме концепции конвекционных ячеек существует гипотеза плюмов (по Келлогу, 1965). Плюмы (рис. 1), при этом, понимаются, как узкие вертикальные потоки тепла и (или) низкоплотного вещества отделяющиеся либо от границы ядро-нижняя мантия, либо от границы верхней и нижней мантии (几千 km).

Плюмы понимаются как образования округлой или изометричной формы, поднимающиеся с определенных глубин, форма которых напоминает движения кольца дыма, размеры достигают几千 km (рис. 1).

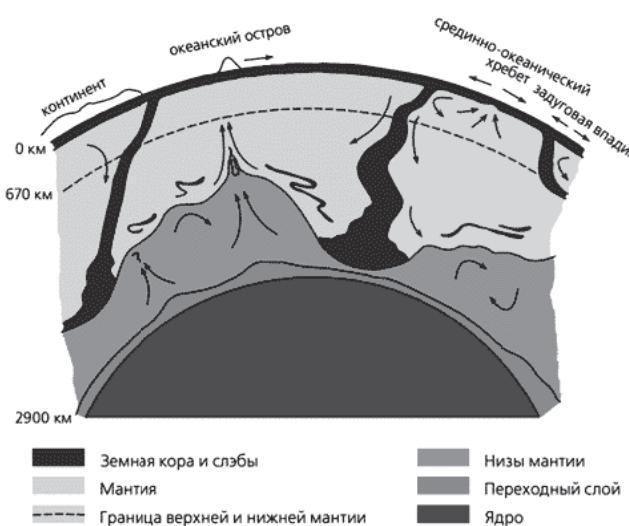
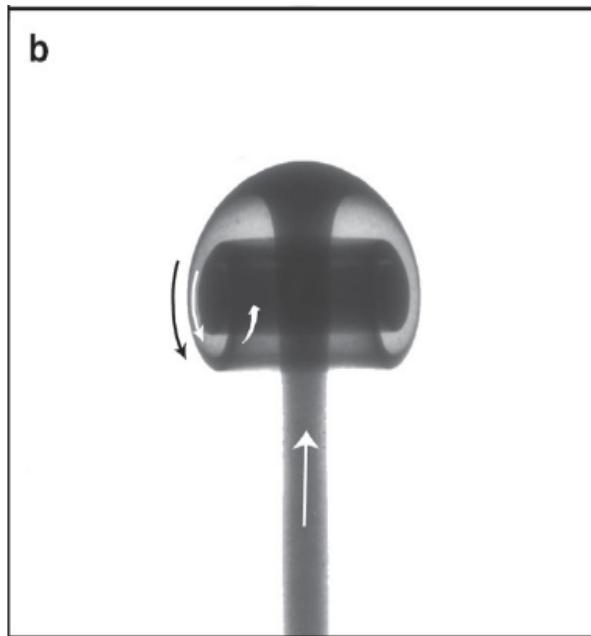


Рис. 1. Погружающиеся пластины океанской литосферы называются слэбы  
— ломоть по английски

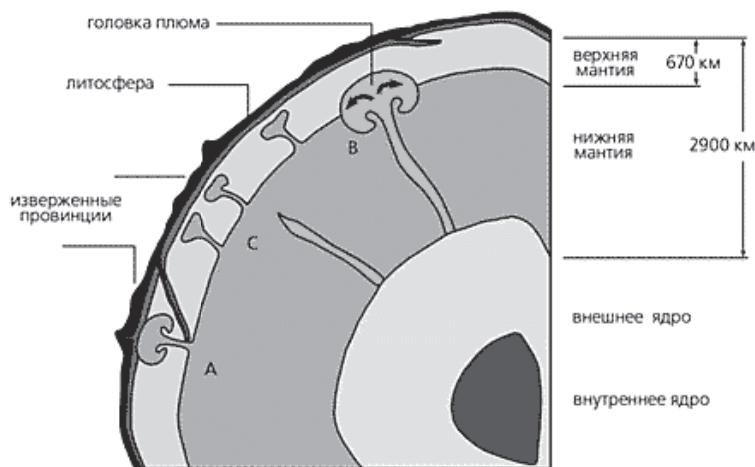
Схема возможной динамики переходного слоя в нижней мантии по мнению исследователей, плюмы выглядят так. Глубина кровли слоя изменяется от几千 km почти до границы мантия-ядро, куда она смещается под действием погружающихся слэбов (рис. 1 стрелками показано движение вещества при подъёме и вращении плюма).

Циркуляция в слое происходит из-за внутреннего разогрева (излучение Солнца, радиоактивность, сейсмические процессы). Плюмы (вулканические процессы на поверхности Земли) формируют (рис. 1) обширные изверженные провинции. Плюм А, поднимающийся от границы нижняя-верхняя мантия образует головку после достижения литосферы. Широкая головка плюма В, поднимающегося с границы мантия-ядро, более холодная. Модель С показывает, что плюм задерживается на границе нижней и верхней мантии и дает начало меньшим «плюмикам».



*Рис. 1.□ Принципиальная схема подъёма плюма к поверхности Земли по Гриффитсу и Кэмпбеллу, 1□□□*

Если рассмотреть концепции конвекционных ячеек и плюмов совместно, то можно сказать, что мы имеем дело либо с линейными, либо с площадными по форме и овальными по очертаниям проявлениями мантийной активности. Эта активность сопровождается выносом или тепла (плюмы) или мантийного вещества (швы и плюмы) на поверхность нашей планеты.



*Рис. 1.□ Модель плюмов по □□□□□, □□□□□*

## Горячие точки

Существуют ещё так называемые «горячие точки», которые понимаются, так: (по [Википедии](#)), горячая точка *Hotspot* — это область длительного внутриплитного магматизма, которая остается почти неподвижной относительно движущихся литосферных плит (рис. 1). Самым известным примером горячей точки является Гавайская точка и протяженная цепочка действующих и потухших вулканов называемая Гавайско-Императорским хребтом. Возраст вулканов в цепочке увеличивается от её южной оконечности, где расположены ныне активные вулканы к северо-востоку, куда уходит подводная гряда вулканов, простирающаяся до Алеутской островной дуги.

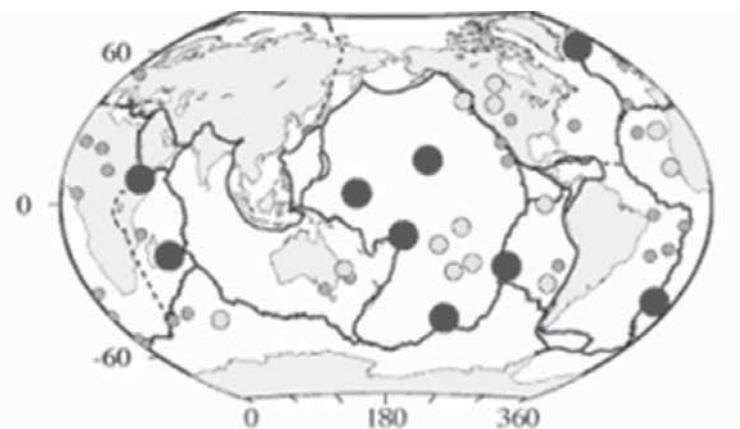


Рис. 1. Горячие точки на карте Земли. Крупные черные кружки — точки, идущие от границы ядра мантии, серые средней величины — плюмы, идущие от границы  $667\text{ км}$ , между верхней и нижней мантией, мелкие кружочки — плюмы, идущие от нижней границы литосферы [по [Википедии](#), 2009г].

## Гипотезы расширения Земли

Здесь следует сказать, что существуют гипотезы расширения Земли с различной аргументацией, приводимой в подтверждение этого тезиса. Например, согласно приведенного ниже примера, ядро нашей планеты постепенно преобразуется, в результате чего объём планеты увеличивается. Это происходит за счёт особенностей строения и преобразования тела планеты (рис. 2).



*Рис. 1. Гипотеза расширяющейся Земли по А.А. Смирнову, А.А. Смирновой, А.А. Смирнову*

По мнению авторов, первоначально земля состояла из ядра, сложенного гидридами металлов, окружённых оболочкой из металлов с растворённым в них водородом (рис. 1). В силу проявления определённых процессов, верхняя часть этой протопланеты постепенно переходит в силициды (сплавы на основе кремния, магния и железа), и через субдукцию в Земную кору с гранитным слоем. Завершится этот процесс, по мнению разработчиков гипотезы полным переходом двух первичных сфер в две вторичные. Автор пособия не ставит цели рассматриваться данную гипотезу, она приведена лишь в качестве примера возможного полёта мысли её авторов

## ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ШКАЛА

Прежде чем перейти к дальнейшему изложению курса, необходимо сказать несколько слов об исчислении времени в геологии, ибо рассуждения о развитии нашей планеты немыслимы без понимания периодов её истории исчисленных по каменному материалу — наследию прошлых эпох развития планеты Земля.

В основе исчисления геологического времени лежит наука геохронология. Геохронология, это учение о временной последовательности формирования и возрасте горных пород, слагающих земную кору. Различают относительную и абсолютную геохронологию.

Относительная геохронология, касается определения относительного возраста пород (какие из них более молодые и какие более древние, без оценки длительности времени их накопления и времени с момента их образования. Абсолютная геохронология устанавливает абсолютный возраст горных пород, вычисленный в миллионах лет. (другие наименования — абсолютный, изотопный, или радиологический, возраст.)

Геохронологическая шкала — отражение в графической форме временной последовательности всех формирований отложений, накопившихся за время существования планеты Земля (табл. □).

Таблица □  
ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА.  
Стратиграфический кодекс России, издание третье, □□□г.

Эон (эонотема)	Эра <sup>1</sup> (эратема <sup>2</sup> или группа)	Период <sup>1</sup> (система <sup>2</sup> )	Индекс	Эпоха <sup>1</sup> (отдел <sup>2</sup> )	Индекс
ФАНЕРОЗОЙ (535±1)	Кайнозойская <b>KZ</b> (около 65)	Четвертичный (квартер) 1.8	<b>Q</b>	Голоцен Плейстоцен	<b>Q<sub>4</sub></b> <b>Q<sub>1-3</sub></b>
		Неогеновый 23±1	<b>N</b>	Плиоценовая Миоценовая	<b>N<sub>2</sub></b> <b>N<sub>1</sub></b>
		Палеогеоновый 65.0	<b>P</b>	Олигоценовая Эоценовая Палеоценовая	<b>P<sub>3</sub></b> <b>P<sub>2</sub></b> <b>P<sub>1</sub></b>
	Мезозойская <b>MZ</b> (186)	Меловой 145±3	<b>K</b>	Поздняя Ранняя	<b>K<sub>2</sub></b> <b>K<sub>1</sub></b>
		Юрский 200±1	<b>J</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>J<sub>3</sub></b> <b>J<sub>2</sub></b> <b>J<sub>1</sub></b>
		Триасовый 251±3	<b>T</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>T<sub>3</sub></b> <b>T<sub>2</sub></b> <b>T<sub>1</sub></b>
		Пермский 295±5	<b>P</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>P<sub>3</sub></b> <b>P<sub>2</sub></b> <b>P<sub>1</sub></b>
	Палеозойская <b>PZ</b> (284)	Каменноугольный 360.0	<b>C</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>C<sub>3</sub></b> <b>C<sub>2</sub></b> <b>C<sub>1</sub></b>
		Девонский 418±2	<b>D</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>D<sub>3</sub></b> <b>D<sub>2</sub></b> <b>D<sub>1</sub></b>
		Силурийский 443±2	<b>S</b>	Поздняя Ранняя	<b>S<sub>2</sub></b> <b>S<sub>1</sub></b>
		Ордовикский 490±2	<b>O</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>O<sub>3</sub></b> <b>O<sub>2</sub></b> <b>O<sub>1</sub></b>
		Кембрийский 535±1	<b>E</b>	Поздняя Средняя Ранняя	<b>E<sub>3</sub></b> <b>E<sub>2</sub></b> <b>E<sub>1</sub></b>
Протерозой — <b>PR</b> 2500		Расчленение на системы имеет только местное значение			
Архей — <b>AR</b> (более 1500)					

<sup>1</sup> — время; <sup>2</sup> — слои. Цифры в скобках указывают длительность эр и периодов в миллионах лет

Геохронологическая шкала подразделяется на: Эоны (эонотемы) — временные интервалы порядка не менее 10 млрд лет, в течение которых происходили очень важные геологические события, касающиеся этапов существования планеты Земля.

Эры (эратормы или группы) от 1 до 100 млн лет, соответствуют этапам развития жизни на Земле, крупным этапам её геологического развития.

Период (система) — временной интервал в пределах первых десятков млн лет, соответствующий крупным этапам развития литосферы и биосферы Земли, которые имеют свою специфику и узнаются как по составу накопившихся пород, так и комплексу палеонтологических остатков, обнаруженных в породе.

Рассуждая на темы формирования месторождений нефти в тех или иных отложениях мы будем неминуемо касаться возраста этих отложений и времени формирования в них месторождений нефти и газа.

В частности, это касается истории развития Западной Сибири с формированием пород-коллекторов в отложениях как палеозойского возраста, так и в отложениях юрского и мелового возраста, к которым относятся, соответственно, образования васюганской свиты и ачимовской толщи.

Эти комплексы формирования пород-коллекторов в песчано-алевритовых породах разделены отложениями битуминозной баженовской свиты, являющейся возрастным рубежом, отделяющим юрские от меловых отложений. Аргиллиты баженовской свиты являются крупнейшей нефтематеринской свитой на территории Западно-Сибирского региона и будут более подробно рассмотрены при описании нефтематеринских отложений.

## ■■■■ КРАТКИЕ ВЫВОДЫ

Если рассмотреть идеи конвекционных ячеек, плюмов и горячих точек совместно, то получается, что в геологической реальности мы имеем выходы лавы на дне океанов в месте нахождения срединно-океанических хребтов, нисходящие потоки установлены по геофизическим данным. Логично высказать предположение о том, что современные материки — это осадочные породы, что были скоплены на дне океанов предыдущих эпох, представленные в переработанном, переплавленном виде. Идея конвекционных ячеек не строго обязательна для объяснения жизни нашей планеты, ибо не совсем непонятен принцип, почему эти ячейки должны всё время вращаться.

Идея плюмов пересекается с идеей, что ранее на нашу планету падали огромные метеориты, создававшие кольцевые (нуклеарные) структуры. И в том и в другом случае возникают кольцевые структуры. Хотя, может быть принципы проявления вулканизма и зависят от проявления этих объектов. Горячие точки реально существуют и периодически извергают на поверхность Земли магму.

Если попытаться суммировать изложенные взгляды исследователей, то в целом, картина развития верхних оболочек нашей планеты представляется в следующем виде. В результате проявления выходов мантийного вещества по срединно-океаническим хребтам, и параллельно осуществляющейся субдукции (задвигания коры океанов, прымывающей к континентам под эти континенты), осадочный материал с самого начала формирования нашей планеты как твёрдого тела, заталкивался под материки, там переплавлялся, формируя гранитный слой материков.

Базальты нижней части субдукционного слоя соединялись с базальтовым слоем под материками и входили в их состав, с возможным расплавлением нижних слоев базальтов океанической коры, задвигаемой под материк и с безусловным переплавлением осадочного слоя, сложенного кремнисто-глинистыми осадочными породами и с формированием вторичных гранитов.

Так, постепенно, сформировался гранитный слой материков именно под материками, ибо этот слой — ранее попавшие в океан осадки с континентов там же под континентами переплавленные в граниты. В отличие от очагов гранитной магмы, которая могла возникнуть при дифференциации магмы в магматическом очаге при выносе в виде излияний магм всё более кислого состава, назовём такие граниты, возникшие из осадочных пород, переплавленных под материками — «плавленными» гранитами.

Таким образом, в природе есть срединно-океанические тектонические швы, вдоль которых происходит постоянное наращивание площади дна океана. Это при условии, что материки могут отодвигаться один от другого, как это мы имеем в случае в Америками с одной стороны и Европой-Африкой с другой. Здесь, как можно предположить глядя на карту Земли, океаническая кора просто наращивается, расталкивая материки. В этом случае, время возникновения Атлантического океана определяется возрастом самых древних океанических образований не его дне около континентов (поздняя юра). Возможно, процессы проявляются по более сложной схеме, объём курса не позволяет развивать эту тему более подробно.

Если резерва движения материков нет, как в случае пододвигания Африканской плиты под Европейскую, то одна плита начинает задвигаться под другую (Африканская под Европейскую) и в точке их контакта могут возникать вулканы (Этна, Везувий). В таком случае вещество одной плиты под другой может переплавляться, наращивая гранитный слой.

В случае простого задвигания дна океана под материк, как это имеет место в Тихом океане, по всей линии такого подвига (субдукции) отмечается наличие вулканических очагов, происходит переплавление осадочного материала, влекомого задвигающимися массами океанической коры. С восточной стороны Тихого океана происходит образование гор, тянущихся вдоль Южной и Северной Америк.

С западной стороны Тихого океана происходит постепенное наращивание образований каледонской складчатости, которая осуществлялась в последние 150 млн лет с начала кайнозоя и продолжает проявляться и в наше время, что со временем скажется в приращении Азиатского материка в сторону Тихого океана.

В качестве возможного доказательства данной версии приведем карту России (рис. 1.1) и 1.2).

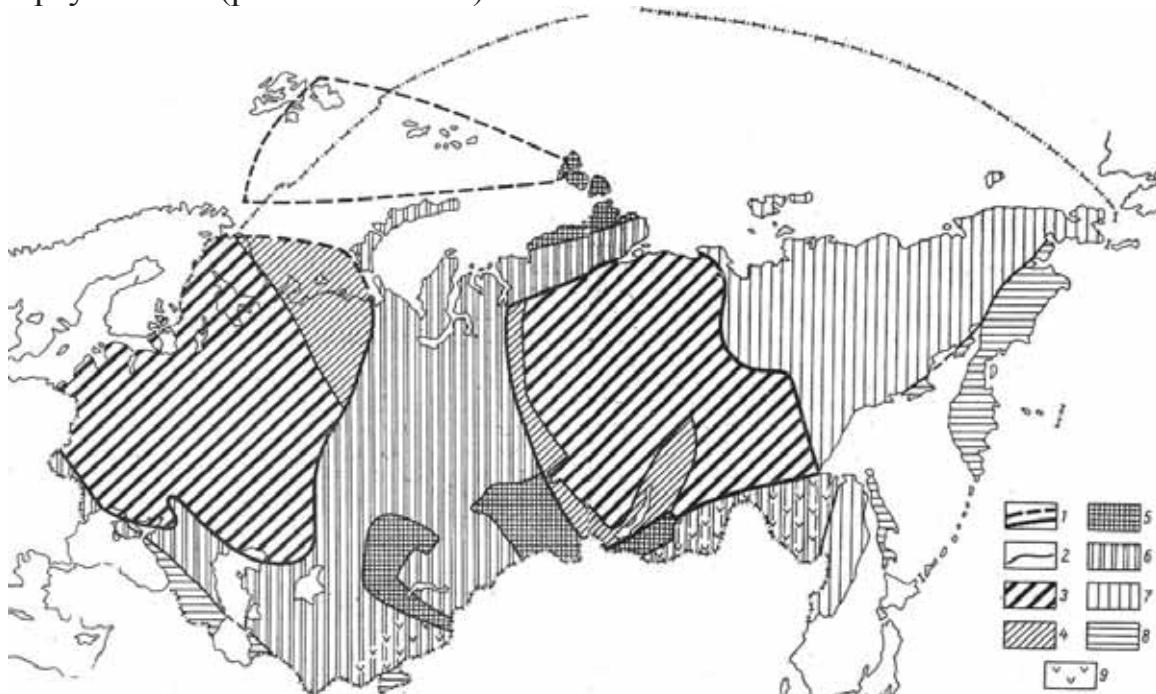


Рис. 1.1. Основные тектонические регионы СССР до 1992 г.  
Границы 1 – докембрийских платформ (предполагаемые и достоверные),  
2 – прочих тектонических областей (области докембрийских платформ)  
3 – эпикарельские, 4 – эпийабайкальские платформы (5 – эпикаледонские,  
6 – эпигерцинские области складчатости (6 – мезозойской, 7 – кайнозойской)  
8 – эпиплаттерные орогенные области (по Г.И. Борисову, 1980))

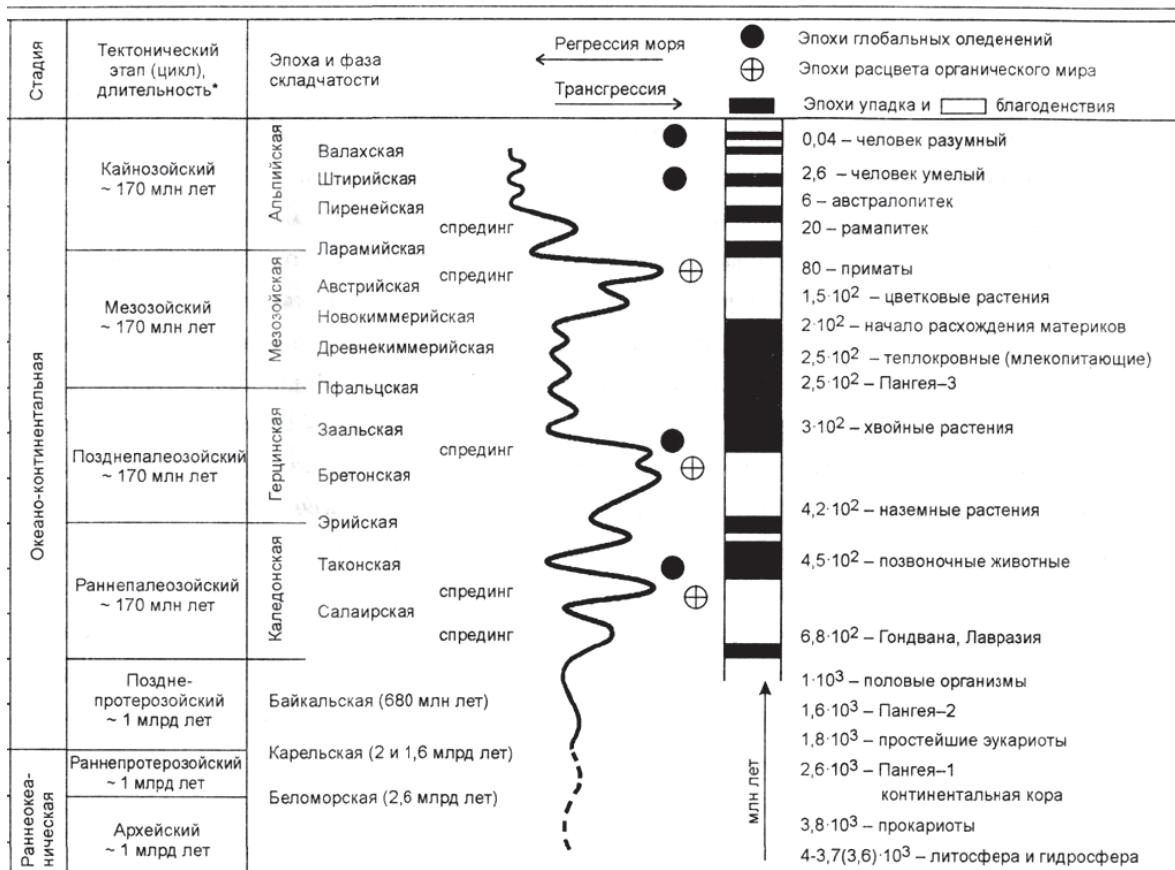


Рис. 1.11. Эпохи складчатости по В.И. Берилко и Т.А. Янушевич, 1991

На рис. 1.11 наиболее отчетливо выделяются две области. Это Русская платформа и Восточная Сибирь, представленные участками эпикарельской и эпивайкальской складчатости, между которыми Западная Сибирь представлена образованиями эпикаледонской и эпигерцинской складчатости.

Эпикарельская складчатость (Русская платформа, Восточная Сибирь, условный знак 3) соответствует интервалу времени в 2,3–0,6 млрд лет назад и подновляется эпивайкальской (0,6–0 млн лет назад, условный знак 1).

На территории Западной Сибири проявлены эпикаледонская складчатость (юг, условный знак 2) от кембрия до силура включительно, и, в основном, эпигерцинская (условный знак 1) проявилась от девона по конец палеозоя.

Мезозойская складчатость соответствует всему мезозою (0,3–0 млн лет назад), а кайнозойская складчатость началась около 0 млн лет назад и осуществляется, в том числе, и в настоящее время.

Таким образом, на примере территории существовавшего СССР мы имеем древние структуры Русской платформы и Восточной Сибири,

между которыми смятые складкообразовательными процессами образования палеозоя (перекрытие осадочными породами мезозоя и кайнозоя, активной складчатости уже не претерпевшие).

Самое интересное начинается дальше. Территория Дальнего Востока от Восточной Сибири до Камчатки соответствует мезозойской эпохе складчатости, а Камчатка и острова — кайнозойской эпохе. Получается, что на рассматриваемой территории существовало два материка (Русская платформа и Восточная Сибирь), которые разошлись и между ними возникло море, существовавшее от венда до конца карбона (соответствует каледонской эпохе складчатости для южных областей Восточной Сибири), и сама Западная Сибирь подверглась складчатости в герцинский этап ее проявления (от начала девона до конца палеозоя).

Так, два материка были объединены Западной Сибирью в один. Далее — мезозойская складчатость проявилась на территории Дальнего Востока, исключая Камчатку. Завершилось формирование материка кайнозойской складчатостью, которой соответствует Камчатка и островные дуги Охотского, Японского и более южных морей, которая проявляется и в настоящее время.

Налицо картина нарастания материка от эпохи к эпохе сначала между Русской платформой и Восточной Сибирью, потом на восток от Восточной Сибири полосами субмеридионального простирания, т. е. мы видим увеличение материка, а значит и можем предположить, что весь материал, поставляемый субдукцией (задвигающееся дно океана под материк) становится частью нарастающего материка. Это вещество в переплавленном или частично перелавленном виде и есть тот гранитный слой, под которым находится слой базальтовый. Вероятно, осадочный слой океанической коры (гипотеза плюмов) пододвигается под материки и там переплавляется, а базальты задвигаемого слоя, по крайней мере часть этого слоя, опускается в глубины мантии в виде слэбов.

Осадочная часть вещества материевой коры, пододвигаемой под материки частично или полностью переплавляется, наращивая гранитный слой. Там же находится и базальтовый слой, сформированный ранее. Ввиду того, что гранитный слой постоянно нарастает, то система материиков под собственным весом продавливаясь в мантию, уже не может принять новые порции базальтов, и те, отслаиваются от задвигаемого слоя океанической коры как стружка, и эта стружка постепенно опускаются в глубины мантии, где и переплавляется со временем.

## ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ I ЛУННАЯ СТАДИЯ

Если развить высказанное выше мнение, то получится, в целом общепринятая научная картина Мира с некоторыми добавлениями и уточнениями. Итак, вот как современные учёные представляют возникновение планеты Земля.

Наша планета с момента своего возникновения была очень горячей по всей поверхности. Вулканы непрерывно извергали лаву, вода присутствовала в основном в виде пара. Это так называемая «Лунная стадия» развития нашей планеты.

Постепенно кора планеты стала остывать и около 10 млрд лет назад температура поверхности понизилась настолько, что вода перешла в жидкую фазу, потекли реки, стали возникать озёра и моря. В этот момент вся кора планеты Земля состояла из магматических и вулканических пород и имела кору океанического типа, континентов не было.

В результате появления воды в жидкой фазе на повышенных участках рельефа начали проявляться процессы химического и физического выветривания, которые привели к формированию обломочных пород. Водотоки, текущие из-за беспрерывных дождей стали формировать обломочные породы. От пород с крупными обломками, таких как конгломераты и брекчии в сторону уменьшения размерности обломков, сформировался целый ряд терригенных пород, таких как гравелиты, песчаники, алевролиты, в спокойных водоёмах стали отлагаться глины. Эти породы состояли из обломков ультраосновных, основных и средних магматических пород, рудных минералов, редко из кремнистого материала, ибо первичная кора планеты состояла из пород ультраосновного и основного состава, редко из пород среднего и кислого состава, таких как диориты и граниты, поставлявших обломочный кварц.

Возникшие на заре существования нашей планеты срединно-оceanические тектонические швы (назовём их линейными тектоническими швами) беспрерывно наращивающие океаническую кору.

Принцип проявления срединно-оceanических хребтов (швов) связан с периодическим поступлением из глубин расплавленной магмы. Застывшая ранее магма раскалывается, вновь излившаяся магма застывает, расширяя, тем самым площадь морской коры. Следующее излияние приводит к новому расколу и новому расширению. Раздвигающиеся блоки океанической коры начинают затачивать окраинные участки океанической коры дна океана под континент. Первоначально, вероятно, тектонические швы расталкивали куски коры планеты океанического типа и те расходились до тех пор, пока одна плита не начинала задвигаться под другую, закладывая начало будущего материка.

Итак, в результате постоянного поступление магматического материала происходило раздвижение океанической коры и подныривание её под формирующиеся материковые структуры. Если данное рассуждение верно, то первоначально кора под материками отличалась от коры океанов только большей мощностью и имела, вероятно, преимущественно базальтовый состав, но всё изменилось около  $\square$  млрд лет назад, когда произошел переход от углекислой атмосферы Земли к кислородной.

В завершение приведём карту планеты Земля с нанесёнными на неё срединно-океаническими хребтами (рис. 1.1). На этой карте материкам соответствуют темные пятна. Они окружены подвижными поясами различного возраста, объединяющими их в единую систему. Срединно-океанические рифтовые хребты показаны белым. Они проходят по дну океанов, в отдельных случаях упираются в материки и трассируются авторами карты под материками, как внутриконтинентальные рифты.

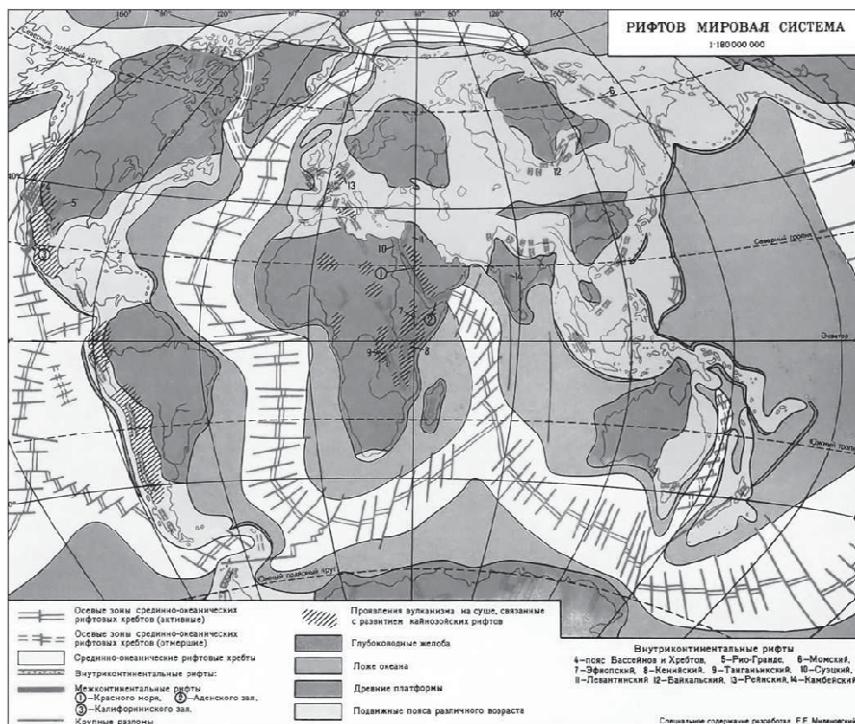


Рис. 1.1 Срединно-океанические швы и другие проявления тектоники планеты Земля

## ■■■ ВОЗНИКНОВЕНИЕ КИСЛОРОДНОЙ АТМОСФЕРЫ

Жизнь возникла на планете Земля около 3,□3,3 млрд лет назад, но, первоначально это были бактерии, которые извлекали энергию для своего существования из химического преобразования тех материалов, которые присутствовали в первичном океане, а это были продукты разрушения ультраосновных и основных, вероятно, в меньшей степени, средних, кислых магматических пород и руд.

Но, когда около □млрд лет назад сформировалась кислородная атмосфера, тип проявления жизненных процессов также изменился. Свободный кислород выдыхаемый растениями, существовавшие тогда бактерии стали использовать для своей жизнедеятельности таким образом, что на огромных участках тогдашнего океана стали формироваться такие породы, как джесепелиты, представленные чередованием слоя кварца и слоя магнетита (гематита). Оба минерала представляют собой соединения кислорода с кремнием и с железом.

Такие породы могли появиться на планете только тогда, когда возникло много не существовавшего ранее свободного кислорода, выделявшегося в процессе жизнедеятельности сине-зеленых водорослей и других первичных растений нашей планеты. Параллельно появились первые животные, использующие как основу жизни кислород. Они стали в том числе поедать друг друга и появилась необходимость как-то защититься от съедения создавая защитный панцирь или скорлупу.

Первые животные вынуждены были начать создавать себе защиту и так появились первые наружные скелеты. Возможно, именно они и были тем первичным материалом, из которого затем сформировались слои магнетита (гематита) и кварца. Всплески жизни того или иного вида формировали то слой кварца, то слой магнетита (гематита).

Таким образом накопились гигантские по площади (до □□□□□□км) территории, покрытые джесепелитами □чередованием слоёв кварца и гематита (магнетита). Происходил либо расцвет одной формы жизни с последующим сезонным вымиранием, сменяемым расцветом другой формы жизни, либо такое чередование слоёв обязано каким-то периодически проявляющимся процессам непонятной нам природы.

Но произошло главное для формирования материков. На дне океанов начали накапливаться осадки, богатые кварцем. Такие породы, когда они в результате субдукции задвигались под будущие материки и переплавлялись, стали формировать будущий гранитный слой материков, т. е. когда задвигаемая под континенты океаническая кора стала приносить под континенты вновь сформированные осадочные породы, в состав которых входили кислород и кремнезём, тогда и начались процессы, кото-

рые привели, в конечном итоге, к формированию того облика планеты Земля, который так привычен нам, жителям антропогенового периода ее истории.

Бывшая океаническая кора, задвигаемая под континенты и там переплавляемая стала менять состав литосферы континентов. В их составе появился и стал накапливаться такой чрезвычайно устойчивый минерал как кварц. Постепенно кварца становилось всё больше, и, однажды наступил такой момент как выплавление из осадочных пород, задвигаемых под континент первых, «плавленных» гранитов.

А спустя длительное время наступил и другой исторический момент, когда эти «плавленые» граниты в результате орогенной стадии Геосинклинального развития континентов или горообразовательных процессов стали горами, которые при разрушении начали поставлять в океаны обломочный кварц.

## **ПЯТЬ СТАДИЙ ЛИТОГЕНЕЗА** **ФОРМИРОВАНИЕ КАУСТОБИОЛИТОВ И АКАУСТОБИОЛИТОВ** **СТАДИИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И ГАЗООБРАЗОВАНИЯ**

Рассмотрим вкратце пять стадий проявления процесса литогенеза, от начала формирования осадочной породы при разрушении гор, до переплавления сформированной на дне океана осадочной породы при погружении океанической коры под материки при субдукции.

Таких стадий известно □

- ) гипергенза □
- ) переноса и седиментогенеза □
- 3) диагенеза □
- ) катагенеза (эпигенеза) □
- ) метагенеза (метаморфизма).

Условно можно выделить и шестую □ ультраметаморфизма или стадию гранитизации» осадочных пород под материками».

### **ГИПЕРГЕНЕЗ**

Процесс физического и химического разрушения горных пород на поверхности и близ поверхности Земли в результате действия воды, углекислого газа и других реагентов атмосферы и гидросферы называется процессом **гипергенеза**. В результате проявления этого процесса породы постепенно переходят в обломки, коллоиды и взвеси, и в конечном виде в виде обломков, взвесей и растворов сносятся в мировой океан (а также в озёра), где формируют осадок.

## СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ

После длительного разрушения при перемещении по суше, крупные обломки пород постепенно истираются, и, попав в море в виде песков, алевритов и глин, осаждаются на морском дне. Кроме этого, на дне океана формируются породы, обязанные своим происхождением жизнедеятельности морских организмов. Так формируются осадочные карбонатные и осадочные кремнистые породы, их смеси друг с другом и с глинистыми минералами. Кроме прибрежных песчаников и авлевролитов преимущественно обломочного происхождения и кремнистого состава, отлагающихся на шельфе, формируется группа пород кремнисто-карбонатно-глинистого состава хемогенного происхождения.

Процесс накопления осадков на морском дне называется **седиментогенезом** (рис. 1.1). Процессы седиментогенеза в первоначальном виде проявлялись до появления на Земле жизни. Длительный период жизни представляла собой очень мелкие объекты, её присутствие ощущается в черных сланцах докембрийского возраста. Самых органических остатков не видно, но наличие большого количества органического вещества в породах говорит нам о наличие какой-то формы жизни, поставляющей отмершие очень мелкие органические остатки в морские водоёмы того времени.

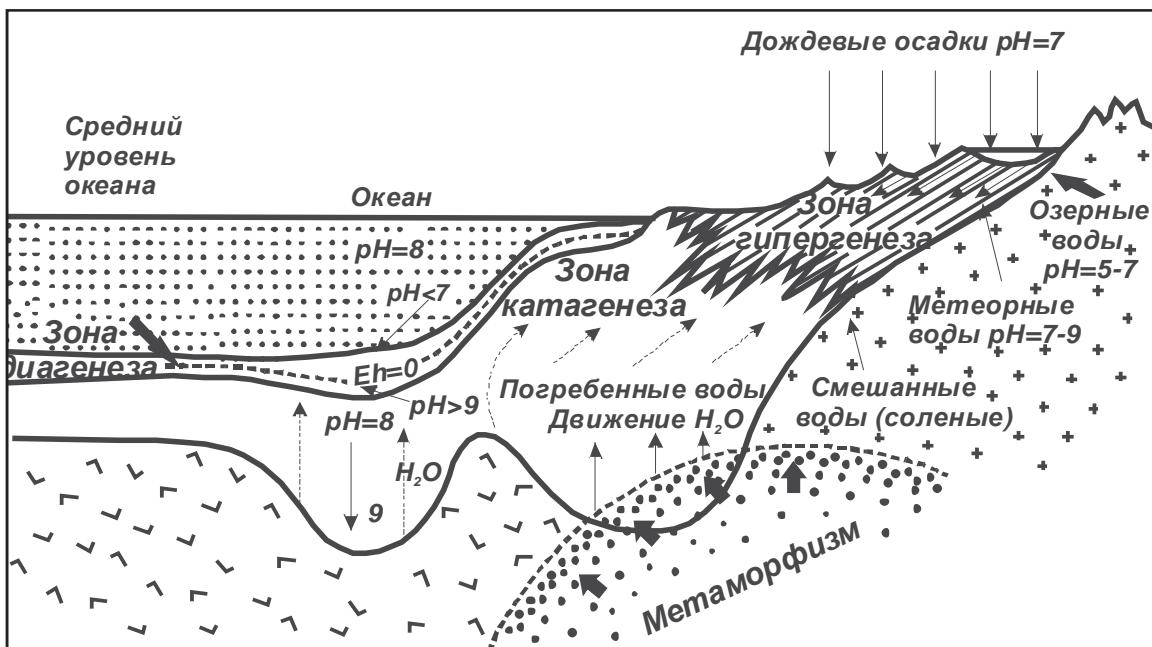


Рис. 1.1. Схема расположения зон литогенеза в разрезе верхней части земной коры, по Р.У. Фербриджу из Справочника по литологии, 1999 г., 111

### 1.8.3. КАУСТОБИОЛИТЫ И АКАУСТОБИОЛИТЫ

Как только появились морские организмы, способные формировать внешний скелет, так начали формироваться осадочные кремнистые породы (в данном месте не рассматриваются), и карбонатные породы широкого спектра составов.

Карбонатные породы сложены преимущественно карбонатными минералами, в результате чего формируются породы, как обогащённые карбонатами, так и сложенные ими нацело. Такие породы имеют в своём составе углерод (кальцит –  $\text{CaCO}_3$ , доломит –  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) и слагающие их минералы называются акаустобиолитами.

**Акаустобиолиты** – (а-каустос-биос-литос, что в переводе означает «а» – частица отрицания, каустос – горение, биос – жизнь, литос – камень, вместе получается камни, возникшие в результате проявления жизни, которые не горят).

Этот термин противоположен термину **каустобиолиты** (камни, которые горят). Первоначально каустобиолитами именовались угли, торфы и т. д., т. е. камни, которые горят, и только потом к этой группе были отнесены нефть и газ, а название менять не стали). В 1961 году В.А. Успенским и О.А. Радченко была создана генетическая классификация каустобиолитов (рис. 1.14).

Если рассмотреть этот рисунок, то видно, что на переднем плане помещены осадки, формирующие первичные, не измененные вторичными процессами, породы осадочного цикла. По мере удаления от зрителя постепенно увеличивается степень преобразования этих первичных пород под действием веса вышележащих пород, давления и температуры недр, возрастающих по мере погружения данных отложений под весом накопившихся над ними пород. Показано, что торфы постепенно переходят в бурые угли, а те – в каменные угли, а те – в антрациты. Завершается процесс метаморфизма органического вещества переходом его в минеральную форму графита. Это **линия угольного ряда**, на рисунке слева.

В этой полосе, на уровне бурых углей показаны сапропелиты, родональники будущей нефти. На рисунке показано истечение нефти из сапропелита и существование на глубине при всём увеличивающихся температуре и давлении постепенное преобразование нефти в малты, асфальты, далее в кериты, антраксолиты, шунгиты. Это не совсем точно. Нефть не переходит в кериты и антраксолиты. Точнее было бы воспроизвести на правой ветви рисунка сапропелиты рядом с нефтями и уже от сапропелитов вести линию на антраксолиты и т. д., а от нефтей – на малты и асфальты.

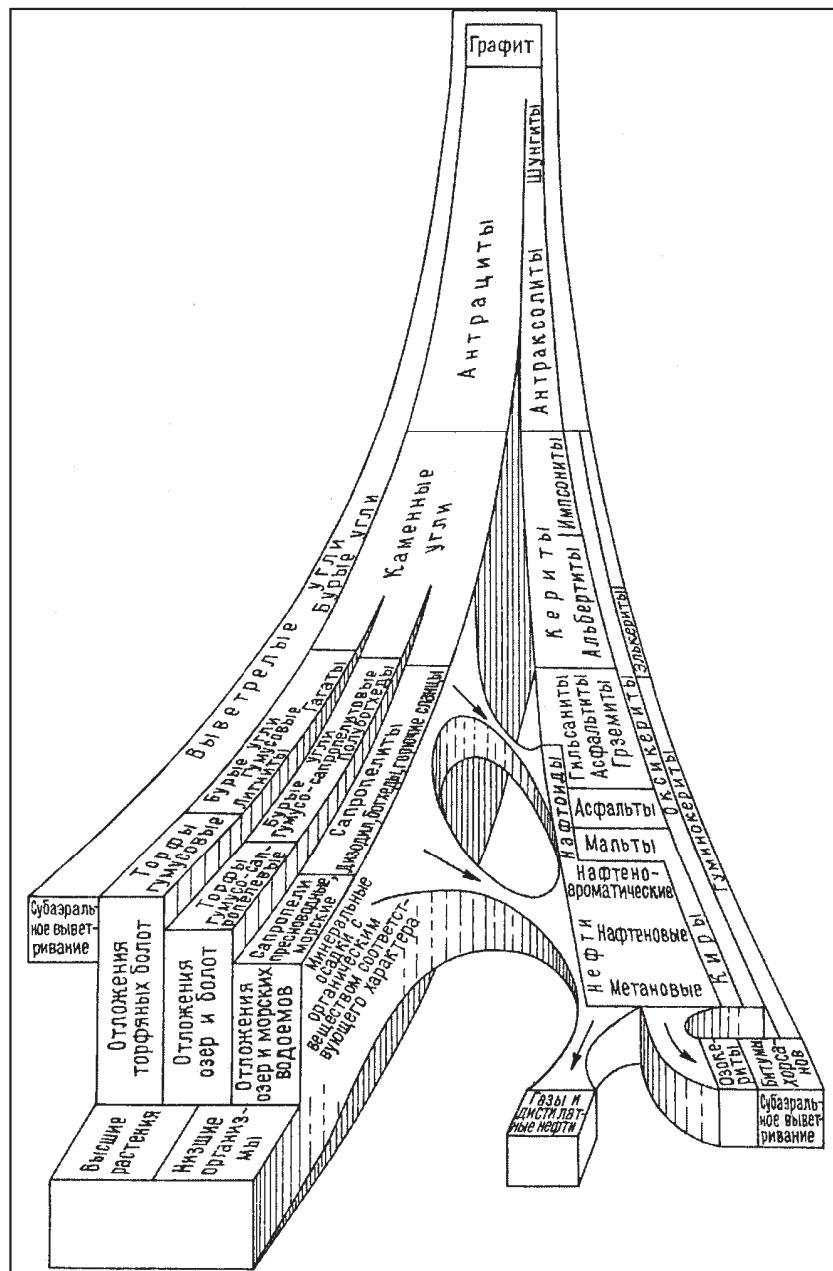


Рис. 1.14. Генетическая классификация каустобиолитов по Успенскому и Радченко, 1961

Итак, правая полоса на рисунке – линия преобразования в недрах как сапропелитов, так и самих нефтей, т. е. **линия нефтяного ряда**. Обе эти линии завершаются на графите, который уже является минералом, и в дальнейшем преобразовании органического вещества осадочных пород не участвует. Можно было бы поместить на этой линии после графита алмаз, являющийся кристаллической модификацией углерода, но алмаз имеет другое происхождение, не связанное в преобразованием органического вещества в осадочных породах от бурых углей и сапропелитов до графита.

## 1.8.□ ДИАГЕНЕЗ. НАЧАЛЬНАЯ СТАДИЯ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Как только жизнь на планете Земля развилаась настолько, что продукты её жизнедеятельности стали формировать новые типы пород (карбонатные и кремнистые осадочные породы), и часть органического вещества после смерти животных и растений попадала с формирующимся осадком, процесс седиментогенеза изменился, так как в формируемом морской (и озёрном) осадке значительную часть стали составлять остатки организмом как в виде обрывков растений и трупов животных, так и в виде обломков раковин, сложенных кальцитом (доломитом) или кварцем. Формируемые породы стали претерпевать специфические преобразования, которые постепенно вели к их окаменению. Этот процесс называется **диагенезом** (рис. 1.1□).

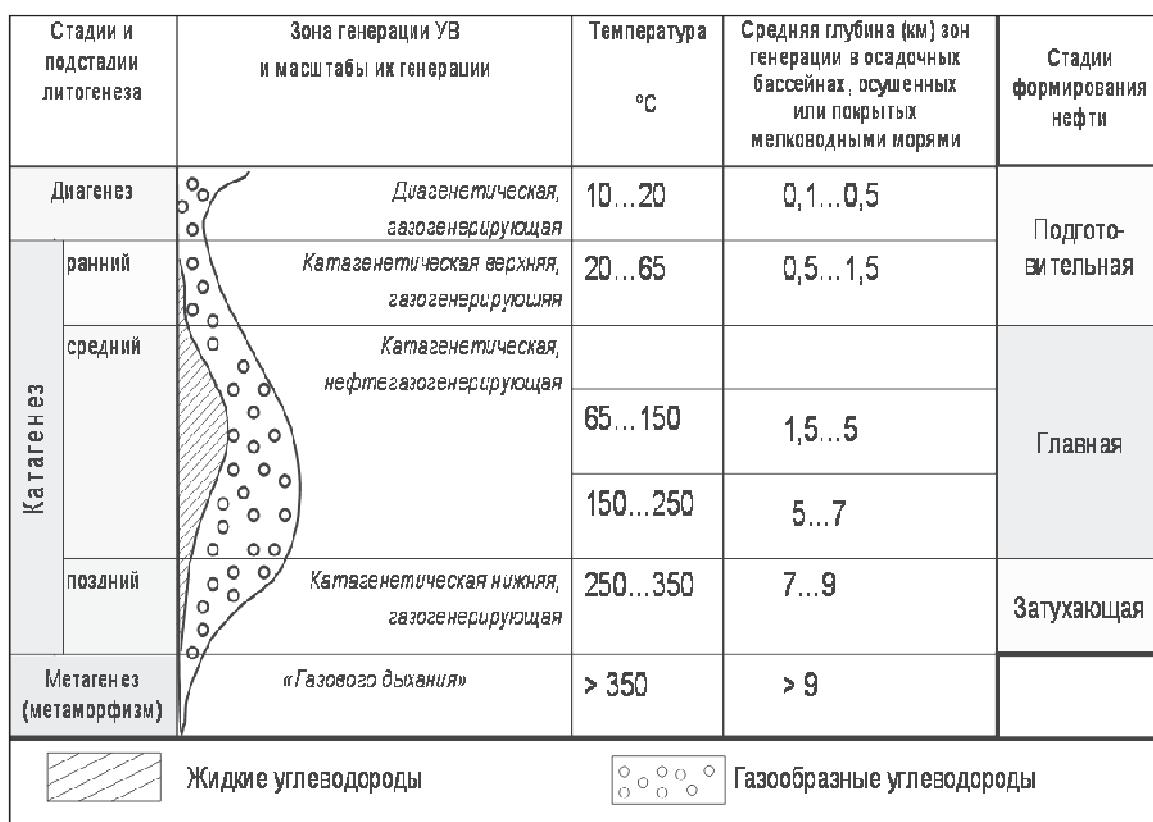


Рис. 1.1□ Схема генерации нефти и газа из ОВ на стадии катагенеза  
[по Н.Б. Вассоевичу, С.Г. Неручеву]

В результате перекрытия сформированного на дне океана слоя осадка следующим слоем, его связь с кислородом, растворённым в морской воде, постепенно прекращается, начинаются процессы разложения захороненной органики (растений, животных, микроорганизмов). Захороненный вместе с осадком свободный кислород быстро расходуется и

возникает восстановительная среда, в результате проявления которой с одной стороны захороненное органическое вещество более не разлагается (так как нет свободного кислорода) и может сохраняться и быть законсервированном, с другой стороны, обломки скелетов отмерших организмов, сложенных кальцитом и кварцем, могут быть растворены, а потом этот растворённый материал может выпасть в осадок на участках, где что-то было, но растворилось, образуя новообразования вторичного кварца и кальцита и способствуя консервации не успевшего разложиться органического вещества отмерших организмов.

После окаменения осадков и превращения их в осадочную породу последующие изменения претерпевает уже порода вместе с сохранившимися в ее составе остатками организмов. Уже в стадию диагенеза (по Н.Б. Вассоевичу) из осадочных пород начинает выделяться газ. Стадии диагенеза соответствует глубина 1–2 км и температура 1–2 °C.

## **1.8. КАТАГЕНЕЗ. ГЛАВНАЯ СТАДИЯ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И ГАЗООБРАЗОВАНИЯ**

Процесс преобразования осадочной породы в результате её погружения, при котором осуществляется повышение температуры и давления, вплоть до полной её перекристаллизации и, возможного прекращения участия в данном процессе воды в жидкой фазе, называется катагенезом.

**Катагенез** – это процесс преобразования сформировавшейся в результате завершения процесса диагенеза осадочной породы с участием воды за счёт постепенного повышения температуры и давления в результате погружения осадочной породы на глубину до более 9 км, где участие воды в процессе преобразования породы изменяется (участками прекращается) и начинает осуществляться стадия метагенеза или метаморфизма. Катагенез проявляется в виде перекристаллизации породы, отложением новых гидротермальных минералов, выносом захороненного органического вещества в виде нефте- и газопродуктов.

Применительно к осуществлению процессов (рис. 1.1 и 1.16.) нефте- и газообразования катагенез можно подразделить на три стадии – раннюю, среднюю и позднюю. Ранней стадии катагенеза соответствуют глубина 1–2 км и температура 2–6 °C. Здесь продолжается генерация газа, начавшаяся в стадию диагенеза и начинается начальная стадия выделения из породы первых порций нефти. Средняя стадия катагенеза или **главная стадия формирования нефти**, подразделяется на ряд уровней, из которых наиболее благоприятными являются глубина 1–2 км при температуре 6–10 °C. Ниже располагается менее благоприятная зона, соответствующая глубине 2–4 км и температуре 2–3 °C. Первой из

названных зон соответствует максимум выделения из пород нефти, второй – максимум выделения газа при постепенном замедлении выделения нефти. Третьей, поздней стадии катагенеза, соответствует **затухающая стадия формирования нефти**. Здесь глубина составляет 2–9 км, температура поднимается до 200–300 °С и происходит постепенное прекращение генерации нефти, медленное затухание генерации газа.

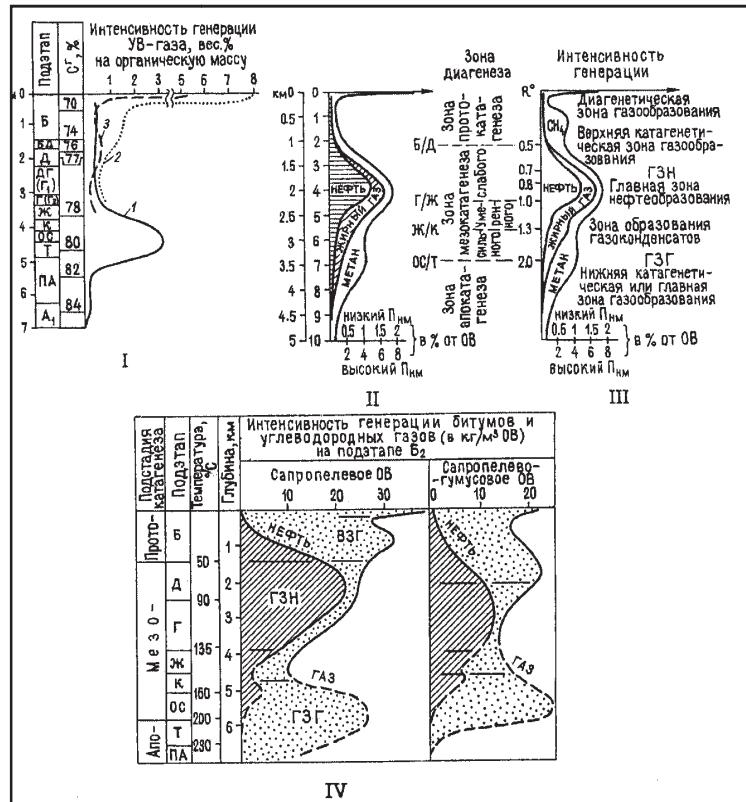


Рис. 1.16. Схема вертикальной зональности образования углеводородов по Рогозину, Неручеву, Успенскому [94]. Интенсивность генерации углеводородного газа рассеянным ОВ пород [1] – кривые интенсивности генерации газа [1] – сапропелевым органическим рассеянным веществом РОВ [2] на органическую массу буроугольной стадии С<sup>2</sup> [60], [1] – сапропелевым и сапропелево-гумусовым РОВ [2] на органическую массу средней буроугольной стадии по данным А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной [104] по Вассоевичу и др. [94]. Схема вертикальной зональности и генерации метана, жирного газа [С<sub>2</sub>–С<sub>4</sub>] и нефти органическим веществом в процессе литогенеза [3] – отражательная способность витринита в масле [П<sub>нм</sub>] – нефтематеринский потенциал – выход УВ от содержания С<sub>орг</sub> на данном этапе катагенеза [104] по Вассоевичу [94] по Конторовичу и др. [94]. Интенсивность генерации битумоидов и углеводородных газов седиментами в зоне катагенеза ВЗГ – верхняя зона интенсивного газообразования ГЗН – глубинная зона интенсивного газообразования с добавлениями Баженовой и др. [104].

В нижней точке зоны катагенеза роль воды в преобразовании резко сокращается, так как вода переходит в надкритическое состояние.

## 1.8. МЕТАГЕНЕЗ [МЕТАМОРФИЗМ] СТАДИЯ [ГАЗОВОГО ДЫХАНИЯ]

В стадию метагенеза (метаморфизма) происходит дальнейшее преобразование осадочной породы. Здесь начинается образование метаморфических минералов, возникающих только при повышенных температурах и давлении, формируются новые текстуры, т. е. первоначальный рисунок породы полностью затушевывается.

Глубины проявления этой стадии составляет более 9 км, температура – выше 300 °С. Здесь процесс нефтеобразования уже закончился, а газообразование постепенно затухает. Процесс затухания выделения из пород газа до его полного прекращения именуется **газовым дыханием**.

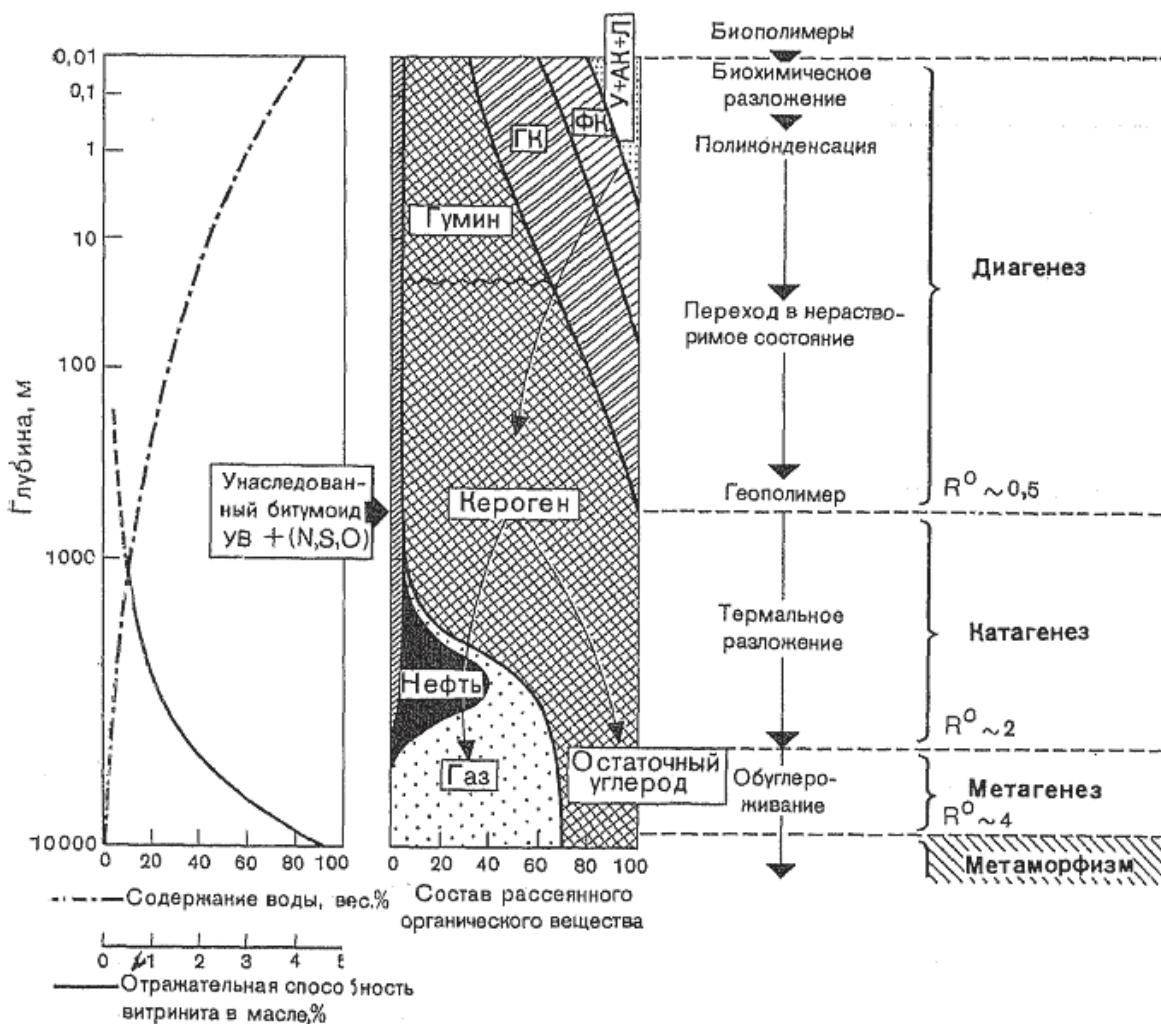


Рис. 1.1. Схема эволюции органического вещества с момента его отложения до начала метаморфизма. У – углеводороды, АК – аминокислоты, ФК – фульвиокислоты, ГК – гуминовые кислоты, УВ – углеводороды, ГС – гуминовые кислоты, ГА – гетеросоединения углеводороды [по Б. Тиссо и Д. Вельте, 1971г.]

Исследования по данному направлению проведены как российскими, так и зарубежными учёными. В СССР и России это работы Н.Б. Васкоевича, А.Э. Конторовича, В.И. Рогозина, С.Г. Неручева, В.А. Успенского, О.К. Баженовой, их ученики и последователи, из зарубежных ученых приведём в качестве примера Б. Тиссо и Д. Вельте, 19<sup>1</sup> г. (рис. 1.1<sup>1</sup>).

Как видно из рисунка основные исследования данного вопроса в нашей стране приходятся на первую половину семидесятых годов. Группа авторов в различных регионах нашей страны пришли к близким выводам о генерации нефти и газа из осадочных пород сапропелевого типа при их преобразовании после перекрытия вышележащими отложениями и прохождения преобразований при повышенных давлении и температуре в зоне диагенеза и катагенеза.

В стадию **метагенеза**, при которой происходит образование новых минералов, осадочные породы окончательно теряют признаки, позволяющие ранее относить их к осадочным породам, формируются метаморфические породы. Органическое вещество, оставшееся в составе породы здесь переходит в графит. При этом перестаёт генерироваться газ стадии «газового дыхания». Таким образом, генерация нефти и газа на глубине прекращается при преобразовании органического вещества породы в графит.

Кремнисто-глинистые осадочные породы, сформировавшиеся пена дне океана, которые в будущем суждено стать «плавлеными» гранитами в эту стадию преобразуются в гнейсы.

## 1.8.□ СТАДИЯ УЛЬТРАМЕТАМОРФИЗМА ГРАНИТАЗАЦИИ□

В стадию ультраметаморфизма или **гранитизации** осадочные породы, которые в результате субдукции были задвинуты под материки, в результате погружения испытывают все возрастающее воздействие температур и давления, что, в конечном итоге, приводит к их переплавлению, и образованию «плавленных» гранитов. Вместе с гранитами, оставшимися в недрах после извержения на поверхность более лёгких компонентов магмы эти две группы гранитов, вместе с комплексом непереплавленных и частично переплавленных пород формируют гранитный слой коры материкового типа.

При дальнейшем процессе развития нашей планеты «плавленные» граниты, метаморфические породы, а также значительная часть в различной степени катагенетически преобразованных пород, в результате горообразования выводятся на дневную поверхность и даже формирует горы.

Здесь описанный выше цикл преобразования пород, включающий стадии гипергенеза, седиментогенеза, диагенеза, катагенеза и метагенеза (метаморфизма) и ультраметаморфизма или гранитизации повторяется вновь и вновь.

Каждый такой цикл приносит в недра Земли не только обломки гранита, измельчённого до состояния песчаной и алевритовой размерности, но и новообразованный кварц. В корах выветривания, развитых на континентах алюмосиликатные минералы частично переходят в кварц. В дальнейшем, попадая на дне океанов в осадок этот новообразованный кварц участвует во всех последующих стадиях преобразования осадков в породу, и, в конечном итоге, попадает под материк в зоне субдукции, где и переплавляется, наращивая гранитный слой материков.

Также, первоначально накапливалось и попадало в состав породы органическое вещество сапропелитов и близких пород. Потом, в стадии диагенеза и катагенеза из осадочных пород выделяются, мигрируют в недрах и накапливаются в ловушках очередные порции нефти и газа, изучению поведения которых в земной коре и посвящён настоящий учебный курс.

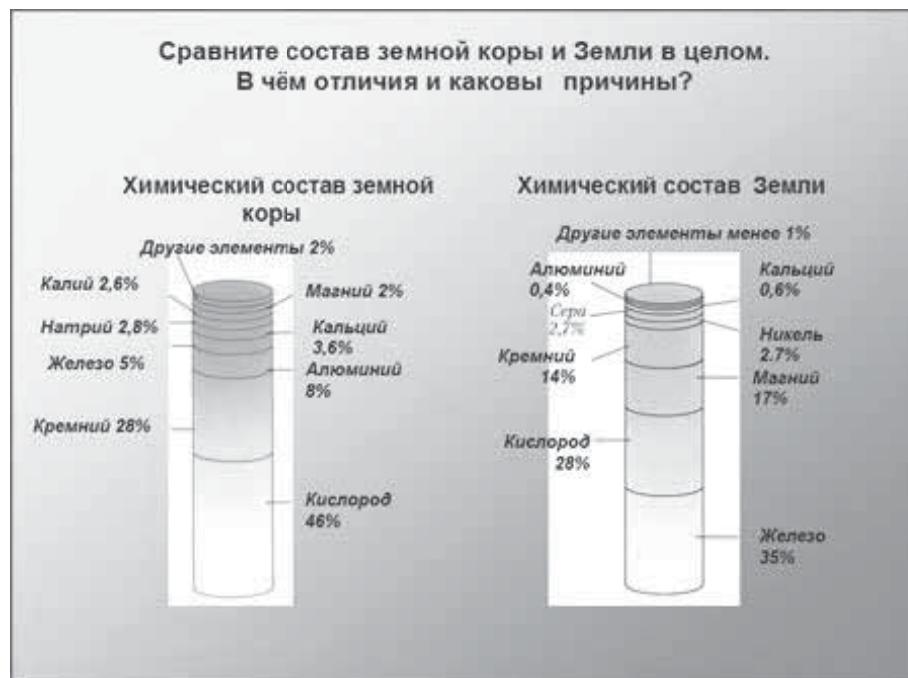
## ■ ГЛАВНЫЕ ТИПЫ ПОРОД СЛАГАЮЩИХ ЛИТОСФЕРУ

В земной коре – верхней части литосферы – обнаружено 9□ химических элементов, но только □ из них широко распространены и составляют 9□2 □. По А.Е. Ферсману, они распределяются следующим образом: кислород – 49 □, кремний – 26, алюминий – □□, железо – 4,2, кальций – 3,3, натрий – 2,4, калий – 2,4, магний – 2,4 □ (рис. 2.1).

Литосфера Земли на 9□□ сложена магматическими и метаморфическими породами (□□ осадочные горные породы). Эти □□ составляют основу верхней части литосферы – земную кору (около □□□), остальные – магматические и метаморфические породы.

Все минеральные массы и горные породы подразделяются на□1 – гамородные элементы□2 – гульфиды□3 – галоидные соединения□4 – оксиды и гидроксиды□5 – карбонаты□6 – фосфаты□7 – сульфаты□8 – нитраты□9 – силикаты и алюмосиликаты□10 – углеводородные соединения.

Основная группа пород, слагающих литосферу Земли представлена магматическими породами. Их рассмотрение не входит в задачи настоящего учебного курса, что также относится и к метаморфическим породам, распространение которых также достаточно широко, ибо вместе с магматическими породами эти две составляющие литосферы составляют 9□□ её состава (табл. 2).



*Рис. 1. Сравнение химического состава земной коры и Земли в целом  
по Гейнсборо, Уилсону, Уиту*

Таблица 2

*Основные типы пород, слагающих литосферу*

Происхождение пород	Наименование основных типов пород
Магматические (изверженные)	Граниты, диориты, сиениты, габбро, липариты, трахиты, андезиты, базалты, диабазы, туфы, туфобрекции и др.
Метаморфические	Гнейсы, кварциты, филлиты, сланцы, кристаллические сланцы, роговики, яшмы, мраморы и др.
Осадочные	A. Сцементированные брекции, конгломераты, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты, туффиты. Б. Химические и биохимические Опоки, трепелы, диатомиты, известняки, доломиты, мелы, мергели, гипс, ангидрит, галит и др.

Остальные   очень важны для изучения курса «Геология нефти и газа». Рассмотрим их несколько более подробно.

## □1. ГЛАВНЫЕ ГРУППЫ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

По способу образования различают несколько групп пород. Здесь мы приведем краткое их описание применительно к данному учебному курсу.

**Химические породы** формируются из истинных и коллоидных растворов в результате осаждения. Выпадение из раствора связано с изменением концентрации солей и от температуры раствора. Химическими породами являются гидроокислы железа и алюминия, галит, калийные соли, некоторые известняки, доломит, бокситы, кремнистые породы.

**Биохимические осадки** формируются при участии организмов в результате проявления определенных химических и биогенных процессов (биохимические породы).

**Органогенные породы** формируются в результате жизнедеятельности различных организмов, при этом образуются фитогенные (из растений – диатомит, торф, уголь) и зоогенные (из животных – известняк, мел, нефть).

**Каустобиолиты** – это группа органогенных углеродистых по составу пород, способных гореть (уголь, нефть, газ, твёрдые битумы).

**Обломочные породы** образуются механическим путем при разрушении различных пород (песок, гравий, глины, вулканический материал и пр.).

**Глинистые породы** формируются в результате химического преобразования магматических и метаморфических пород и отлагаются в конечных водоемах стока в результате медленного осаждения (глины, аргиллиты, сланцы).

## □□ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ПРИРОДЕ

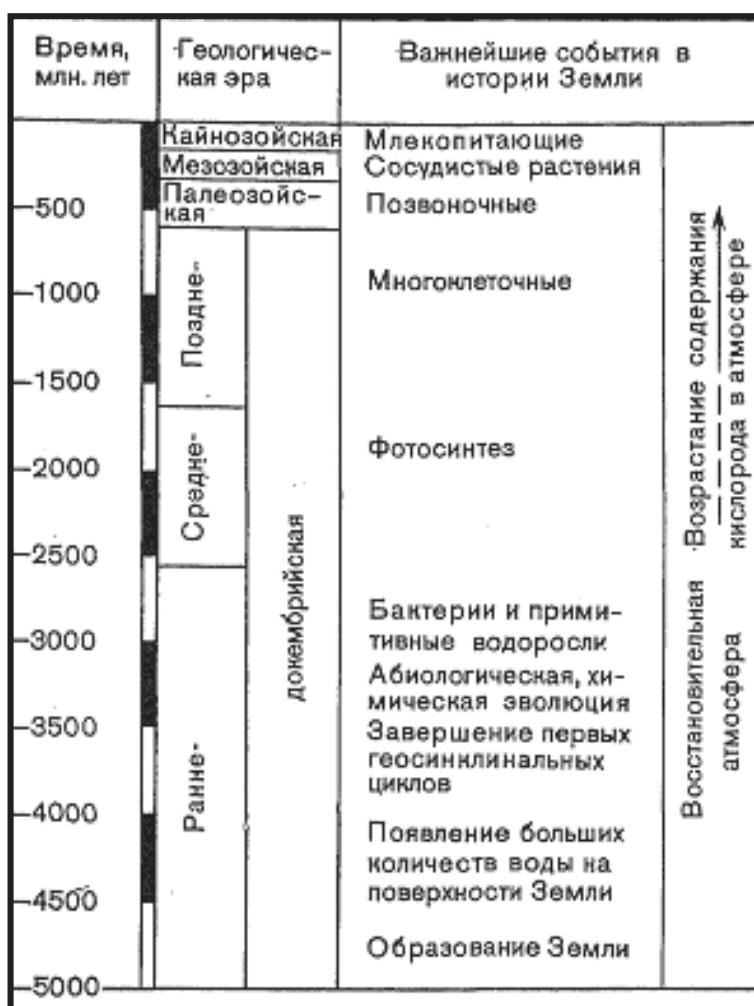
Прежде, чем перейти к рассмотрению особой группы осадочных пород – каустобиолитов, рассмотрим как возникает и накапливается в осадках и в осадочных породах литосферы органическое вещество.

Важнейшим процессом, в результате которого в конечном итоге возникли месторождения нефти и газа, явился фотосинтез, при котором световая энергия преобразуется в химическую. В основе его лежит переход водорода из воды в углекислый газ и образование органического вещества в форме глюкозы и кислорода. Из глюкозы аутотрофные организмы могут синтезировать полисахариды, например целлюлозу и крахмал.

Б. Тиссо и Д. Вельте приводят уравнение фотосинтеза, при котором зеленые растения, используя солнечный свет, накапливают энергию (□□□) образуя глюкозу (формула 1).



Древнейшая жизнь на Земле началась около 3,5–3,3 млрд лет назад, но скачок накопления энергии в результате фотосинтеза произошел около 2–1,5 млрд лет назад (рис. 2.2) с переходом на кислородную атмосферу, что вызвало появление новых групп организмов, и их расцвет привёл к формированию каустобиолитов.



*Рис. 2.2 События в истории Земли, которые повлияли на эволюцию жизни. До 3 млрд лет на Земле не происходило массового образования органического вещества по Б. Тиссо и Д. Вельте, 1991г.*

В современных условиях по данным Б. Тиссо и Д. Вельте только 1% общего количества углерода планеты в осадочных породах имеет

органическую природу, тогда как  $\square 2 \square$  углерода осадочного генезиса присутствует в форме карбонатов. По мнению этих исследователей, весь атмосферный кислород, который в настоящее время входит в состав карбонатов и силикатов, образовался в процессе фотосинтеза, а соотношение кислорода и углерода в атмосфере Земли соответствует этой пропорции в составе углекислого газа.

Вслед за фитопланктоном и бактериями третьим по важности поставщиком органического вещества в осадки являются высшие растения.

С докембрия до девона естественным продуцентом первичного органического вещества оставался морской фитопланктон. Начиная с девона все более возрастающая доля стала переходить высшим наземным растениям. В настоящее время считается, что морской фитопланктон и высшие наземные растения производят примерно равное количество органического углерода. Таким образом, продуцентами органического вещества являются в основном четыре группы организмов — фитопланктон, зоопланктон, высшие растения и бактерии (рис. 2.2).

Учитывая, что в атмосфере содержание кислорода составляет 21  $\square$ , а в воде на 1 лitr приходится только несколько миллиграммов растворенного кислорода, логично предположить, что накопление органического вещества в осадках может происходить только в субаквальных осадках (морях, болотах).

Ткани отмерших организмов состоят из следующих веществ — белков-протеинов, липидов, углеводов и лигнина у высших растений (табл. 3). Вот определение этих терминов из словарей в Интернете с некоторыми упрощениями или уточнениями из других словарей.

**Белки** — природные высокомолекулярные органические соединения, построенные из остатков 20 аминокислот, которые соединены пептидными связями в длинные цепи. Белки — основа кожи, шерсти, шелка и других натуральных материалов. В зависимости от формы белковой молекулы различают фибриллярные и глобуллярные белки. **Протеины** — Простые белки, основа, на которой построены отдельные клетки животного организма и растения. [От греч. πρώτος — первый, важнейший]

**Липиды** (от греч. λίπος — жир), жироподобные вещества, входящие в состав всех живых клеток и играющие важную роль в жизненных процессах.

**Лигнин** — органическое полимерное соединение, содержащееся в клеточных оболочках сосудистых растений. Пропитывая оболочки лигнин и целлюлоза вызывают одревесенение растений. Древесина лиственных пород содержит 20–30 % лигнина, хвойных — до 5 %. В водорослях лигнин не обнаружен.

**Углеводы** – органические соединения, в состав которых входят углерод, кислород и водород. Углеводы – в растениях – первичные продукты фотосинтеза и основные исходные продукты биосинтеза других веществ. Подвергаясь окислительным превращениям, обеспечивают все живые клетки энергией, входят в состав клеточных оболочек и других структур, подразделяются на моносахариды, олигосахариды и полисахариды.

**Целлюлоза** (франц. *целлюлоза* – от лат. *cellula*, букв. – комната, здесь – клетка) (клетчатка), полисахарид, образованный остатками глюкозы – главная составная часть клеточных стенок растений, обусловливающая механическую прочность и эластичность растительных тканей. В коробочках хлопчатника содержится 9–9% целлюлозы, в лубяных волокнах 6–7%, в стволовой древесине 4–5%. В природе разложение целлюлозы осуществляют организмы, имеющие целлюлазу.

В отличие от морских организмов, высшие наземные растения, включая большую часть древесной растительности, содержат главным образом целлюлозу (3–4%) и лигнин (1–2%).

В додевонское время всю биомассу составляли бактерии, синезеленые водоросли и более высокоразвитые водоросли, обитавшие в море. Представителем более древних ископаемых природных сообществ организмов являются докембрийские угли водорослевого происхождения – шунгиты.

С начала девонского периода начинается все возрастающая дифференциация животного и растительного мира, и завоевание растениями континентов. В субаквальных осадках в составе остаточного, сформированного биологическим путем органического вещества, можно встретить три основных природных комбинации (табл. 3).

Таблица 3

*Основные химические компоненты морского планктона  
в процентах от сухого веса по Б. Тиссо и Д. Вельте, 1912*

	Белки	Липиды	Углеводы	Зола
Диатомовые	24–4%	2–1%	7–31	3–9
Дипофлагелляты	41–4%	2–6	6–36	12–15
Копеподы	1–2%	7–19	7–4	4–6

Следует отметить, что органическое вещество преимущественно наземного происхождения с высоким содержанием лигнина и углеводов характеризуется соотношением Н/С примерно 1,0–1,1 и наибольшей степенью ароматичности структуры. В органическом материале, образованном главным образом остатками автохтонного морского планктона,

величина соотношения Н:С достигает примерно 1,0–1,9. Это органическое вещество имеет алифатическую и алициклическую структуру. В силу некоторых особенностей, благоприятными условиями для накопления обогащенных органическим материалом осадков являются зоны континентальных шельфов в зонах со спокойными водами — лагуны, эстуарии и глубокие впадины с ограниченной циркуляцией вод, а также — континентальные склоны. Вследствие особенностей химического состава устойчивы для сохранения в осадке липидные (или жироподобные) вещества как водонерастворимые соединения. Они лучше сохраняются входя в состав дегритового органического материала (в меньшей степени — в состав растворенного органического материала) делая содержащие их осадки потенциально нефтеносными породами.

Все остальные вещества в водной среде гидролизуются, и, как следствие, в дальнейшем участвуют в пищевой пирамиде и в осадках не сохраняются. Наиболее обогащены подобным дегритовым материалом алеврито-глинистые породы (табл. 4).

Таблица 4  
*Изменение содержания органического вещества в осадках серии Викинг Канады в зависимости от размерности пород по Б. Тиссо и Д. Вельте, 1971г.*

Размер преобладающих частиц	Среднее содержание органического вещества, вес.
Алевролит	1,09
Глина (2–4 мкм)	2,00
Глина (менее 2 мкм)	6,00

Обогащённые органическим веществом осадки способны формироваться в любом районе, где сохраняется высокий уровень поставки органического материала, относительно спокойных гидродинамический режим и средние скорости накопления тонкозернистых минеральных частиц. Минеральные частицы пелитовой (глинистые минералы) размерности легко адсорбируют органический материал. Эта тонкая минеральная взвесь вместе с взвешенными частичками дегритового органического вещества характеризуется низкой плотностью и поэтому выносится из районов с высоким уровнем гидродинамической активности в зоны распространения более спокойных вод.

Для накапливающихся здесь тонкоразмерных осадков характерен ограниченный доступ растворенного молекулярного кислорода, вследствие чего возрастает вероятность сохранения органического вещества. При возрастании скорости седиментации наступает разубоживание и формируются осадки с низким содержанием органического вещества.

**Липиды**, сохранившиеся в осадках и преобразованные в результате проявления диагенетических и катагенетических процессов, называются **битумами**. При повышенном их содержании формируются битуминозные породы, такие как битуминозные песчаники, известняки. Особенностью битумов является их способность растворяться в скипидаре, хлороформе и других растворителях. Выделяется также группа веществ, которых в названных жидкостях не растворимы, но при прокаливании породы они выделяют летучие компоненты. Это – **пиробитумы**. К ним относятся такие твердые битумы, как антраксолиты, альбертиты, шунгиты.

Форма нахождения органических веществ в осадочных породах весьма различна. Различают растительный детрит – капли и комочки, выполненные органическим материалом (в том числе кусочки окаменевшей смолы). Органическое вещество может находиться в форме сорбентов на поверхности минеральных частиц породы. Кроме того, органическое вещество может находиться и в рассеянной форме, например в виде органического вещества, входящего в состав кристаллической решетки минералов породы.

При изучении петрографического состава пород при помощи поляризационного микроскопа принято подразделять фрагменты органического вещества на три группы:

– 1-я группа включает тонкодисперсное ОВ, размер частиц которого менее 0,001 мм. Оно практически не видимо и усматривается в виде серого оттенка породы, так как находится в основном в сорбированном состоянии.

– 2-я группа включает мелкий спорово-пыльцевой и растительный детрит с размером частиц органического вещества более 0,001 мм. Здесь органическое вещество уже отделяется от вмещающей породы и различимо в виде мелких фрагментов.

– 3-я группа включает органическое вещество, попавшее в породе уже в процессе постседиментационного преобразования, в катагенезе или эпигенезе. Их размер и форма нахождения зависит от вторичных процессов, преобразующих вмещающую породу. Они либо развиты по микростилолитам или трещинам, либо выполняют поры или каверны в породе. Это – капли нефти, мигрирующие по трещинам и порам породы.

В морских и озёрных осадках сохраняются липиды, остальные органические вещества, попавшие в осадок гидролизуются, переходят в сахара и уходят на питание микроорганизмов, обитающих в водоёмах.

Благоприятными условиями для накопления обогащенных ОВ морских осадков являются зоны континентальных шельфов в зонах со

спокойными водами — лагуны, эстуарии и глубокие впадины с ограниченной циркуляцией вод, а также — континентальные склоны.

### 3. САПРОЕЛИТЫ

Веществом, на примере которого наиболее ярко видны принципы формирования нефти из осадочных пород, обогащенных органическим веществом, являются сапропели. **Сапропель** (сапрос — гнилой, пилос — ил) (рис. 2.3) формируется в результате разложения анаэробными бактериями (без доступа кислорода) остатков членистоногих, водорослей, планктона с формированием в результате органогенного ила и характеризуется высоким содержанием органического углерода или  $C_{\text{орг}}$ .

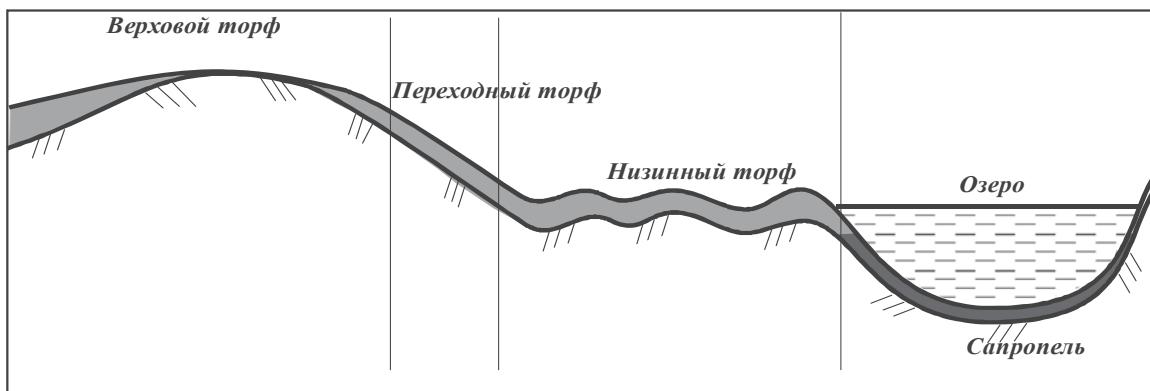


Рис. 2.3. Относительное положение залежей торфа и сапропеля в условиях озерно-болотного ландшафта. В.Н. Волков, 1982

Сапропель выглядит как однородная бурая масса полупрозрачная в тонких прослоях, напоминающая засохший столярный клей. Процессы преобразования пород типа сапропелей происходит в результате их погружения на определенную глубину, в результате чего возрастают температура и давление, и, как следствие, исходное органическое вещество породы обезвоживается, в нем возрастает содержание водорода, уменьшается содержание кислорода и азота. В качестве возможного источника протонефти рассматривается также гумусовое органическое вещество, слагающие многие угольные месторождения нашей планеты.

Исходное органическое вещество осадочных пород при их погружению на глубину попадает в зону все возрастающих температуры и давления. В этих породах постепенно происходят процессы преобразования, в результате которых остаются преимущественно измененные **липиды**, и формируется протонефть. Считается, что минимальное давление, при котором начинает формироваться первые месторождения нефти, отвечает перекрытию вышележащими породами более 9 м.

## □□ ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ

Процесс образования нефти сопровождается обогащением органического вещества водородом. Этот процесс именуется **гидрогенизацией**. Вопрос об источнике водорода в настоящее время различными исследователями рассматривается по-разному. Часть из них считает, что водород является неотъемлемой частью осадочного процесса и входит в состав нефти по мере их преобразования в недрах без привноса водорода извне, другие исследователи считают этот водород привнесенным из глубин Земли.

Исследования современных ученых обширны и очень сложно аргументированы. Отдельно рассматривается преобразование сапропелевого и гумусового по происхождению органического вещества. По данным, приведенным О.К. Баженовой и др. (2□4), был проведен эксперимент с третичными бурыми углями, которые нагревали в анклаве (более 6 лет) с увеличением температуры испытываемого материала на 1 °С в неделю. Бурые угли в результате преобразовались в смесь жирного газа, углекислого газа и воды. В это же время пермский торбанит (разновидность багхеда, встречающегося в Шотландии, субаквальной природы) в этих же условиях генерировал продукт, не отличимый от сырой парафинистой нефти. Таким образом, считается установленным образование нефти из морских отложений, а не из континентальных преимущественно растительных, с которыми исследователи связывают генерацию газа.

Конечным продуктом преобразования органического вещества на глубине является графит и метан. При погружении на глубину с повышением давления и температуры в диагенезе первым начинает генерироваться газ, потом в катагенезе включается генерация нефти, и на катагенез приходится сначала пик генерации нефти, потом пик генерации газа, потом генерация нефти завершается, и генерация газа, так называемое «газовое дыхание» завершает этот процесс в стадию метагенеза.

Около 2–1,□ млрд лет в результате появления кислородной атмосферы животные организмы, попадая после жизни в осадок стали формировать некие осадочные породы типа сапропелитов, которые спустя 2 млрд лет дошли до нашего времени постепенно преобразуясь в виде щунгитов. Из первичных сапропелитов докембрия, вероятно, первоначально генерировалась нефть, в настоящее время это – углеподобные породы, похожие на антрациты (угольный ряд).

Около 43□–41□ млн лет (силурийский период палеозоя) растительность вышла на сушу и в болотных условиях на сушу стали накапливаться угли. Около 4□□–33□ млн лет – в девоне-карбоне сформировалось большое количество месторождений углей. Угли при метаморфиз-

ме продуцируют газ, в меньшей степени протонефть. Шунгиты, сапропелиты и угли, проходя на глубине преобразование, и сохраняются в преобразованном состоянии на протяжении всей истории своего существования в той или иной степени продуцируют и нефть и газ.

Весь комплекс пород, исходных для возникновения нефти и газа, нефть, газ и уголь, находящиеся в недрах Земли получили общее название «каустобиолиты».

## □□ КАУСТОБИОЛИТЫ

Предметом изучения настоящего учебного курса являются нефть и газ. Нефть, газ, угли и горючие сланцы, твердые битумы представляют собой особую группу минеральных образований земной коры. Они сформировались в результате преобразований органического вещества, первоисточником которых являлись живые организмы. Захороненное в породе органическое вещество изменяется по мере погружения пород земной коры вследствие геотермического градиента и повышения давления с глубиной.

В настоящем учебном курсе основное внимание уделено нефтяной ветви каустобиолитов. А так как угли рассматриваются в другом учебном курсе с соответствующим наименованием, то мы тему углей здесь не рассматриваем.

Итак, все горючие полезные ископаемые подразделяются на два больших ряда – угольный и нефтяной (см. рис. 1.14). Нефти характеризуются весьма незначительным колебанием содержания углерода (73–77 %), водорода (12–14 %) и кислорода (от десятых долей % до 1,0 %), отмечается примесь серы и азота (до 1–2 %), в то время как в каустобиолитах угольного ряда диапазон их содержания изменяется более значительно.

## □□ ЧТО ТАКОЕ □НЕФТЬ□ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Нефть – жидкое полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. По внешнему виду это маслянистая жидкость буровато-черного реже светло-коричневого цветов. Она флюоресцирует на свету, особенно при ультрафиолетовом освещении. При характеристике химического состава нефти обычно оценивают содержание таких элементов, как углерод, водород, кислород, сера и азот. Первые два элемента, вошедшие в название «углеводороды», преобладают и составляют более 95 % (табл. 1).

Таблица □

## Углеводородные соединения, слагающие нефть

Компоненты нефти	Графическое изображение
1. Парафиновые (метановые или алканы) – алифатические соединения, которые соединены прямыми цепочками, бензольного кольца не содержат). На рисунке метан и этан.	
2. нафтеновые (полиметиленовые или цикланы) На рисунке –циклопропан, тетрагидрофуран, пиперидин	
3. ароматические (арены) – бензольное кольцо, На рисунке –бензольное кольцо и анилин, имеющий в своём составе бензольное кольцо	

Характеристики нефти и газов приводят в своих работах многие исследователи. Нами, при изложения материала, выбраны как наиболее полные работы следующих авторов – О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлина, Б.А. Соколова и др. (2014), Э.А. Бакирова, В.И. Ермолкина, В.И. Ларина (1999). Предваряя рассказ про нефть, хочется напомнить высказывание Н.Б. Вассоевича, который дал следующее этому понятию – «Нефть – это жидкие гидрофобные продукты процесса фоссилизации органического вещества пород, захороненного в субаквальных отложениях».

Таким образом, как указано в таблице, углеводородные соединения, слагающие нефть подразделяются на – парафиновые (метановые или алканы) – нафтеновые (полиметиленовые или цикланы) – ароматические (арены) – смешанные.

Парафиновые углеводороды С<sub>n</sub> делятся на нормальные и разветвленные.

**Нафтеновые** углеводороды представлены углеводородами с формулой  $C_{n+2}$ .

**Ароматические** углеводороды делятся на моноарены (бензол и его гомологи  $C_{n+2m}$ ) и полиарены ( $C_{n+2m-1}$ ,  $C_{n+2m-18}$ ,  $C_{n+2m-2}$ ).

В молекулах смешанных углеводородов имеются различные структурные элементы – ароматические кольца, парафиновые цепи, пяти- и шестичленные нафтеновые циклы.

Гетероорганические соединения могут составлять 1–2% сырой нефти. В их состав, кроме углерода и водорода, входят, главным образом, кислород, сера и азот. Нефть содержит микропримеси таких элементов, как никель, ванадий, натрий, серебро, кальций, алюминий, медь, как первоначально входившие в состав организмов, сформировавших нефть. По О.К. Баженовой и др. (2000г) дана более подробная картина.

## СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

В химическом отношении нефть представляет систему сложного природного углеводородного раствора, в котором растворителем являются легкие углеводороды (УВ), а растворенными веществами прочие компоненты – тяжелые УВ, смолы, асфальтены. Характерные свойства этой системы – преимущественно углеводородный состав и фазовая обособленность от природных вод – гидрофобность, способность перемещаться в недрах, при этом, не смешиваясь с водами, насыщающими горные породы.

Основные химические элементы, из которых состоит нефть – углерод и водород. Содержание углерода в нефти 80–85%, а водорода 11,5–14,5%. Главные компоненты нефти – углеводороды (УВ), кроме того, в нефти присутствуют такие гетероэлементы, как кислород, азот, сера, фосфор и другие. Нефти могут содержать примеси серы до 1–2% (обычно меньше), азота до 2%, кислорода до 4%, фосфора до 1%, многочисленные микроэлементы – ванадий и никель (наиболее широко представлены), а также железо, цинк, вольфрам, ртуть, уран и др.

Гетероэлементы входят в состав неуглеводородных соединений – смол и асфальтенов. Содержание смолисто-асфальтеновых компонентов так же, как и гетероэлементов, в целом в нефтях невелико, но их содержание во многом определяет свойства нефтей. Смолы, вязкие полужидкие образования, содержащие кислород, азот и серу, растворимые в органических растворителях, их молекулярная масса изменяется в пределах 600–2000. Асфальтены – твердые вещества, нерастворимые в низкомолекулярных алканах, содержащие высококонденсированные УВ структуры с гетероэлементами молекулярной массой от 1000 до 10000.

По примеси асфальтеново-смолистых веществ выделяются нефти – малосмолистые 1–2, смолистые 2–3 и высокосмолистые более 3. По содержанию серы – малосернистые до 0,5%, сернистые 0,5–2%, высокосернистые более 2%.

Важным показателем качества нефти является фракционный состав. В процессе перегонки при постепенно повышающейся температуре из нефти отгоняют части – фракции, отличающиеся друг от друга пределами выкипания. При атмосферной перегонке получают следующие фракции – выкипающие до 30°C – светлые дистилляты (н.к. (начало кипения) 140°C – бензиновая фракция 140–160°C – лигроиновая (тяжелая нафта) 140–220°C – керосиновая фракция 160–300(220–300) °C – дизельная фракция (легкий газойль, соляровый дистиллят).

В последние годы фракции, выкипающие до 200°C, называют легкими, или бензиновыми, от 200 до 300°C – средними, или керосиновыми, выше 300°C – тяжелыми, или масляными. Все фракции, выкипающие до 300°C, называют светлыми, остаток после отбора светлых дистиллятов (выше 300°C) – мазутом.

Мазут разгоняют под вакуумом, при этом получают следующие фракции. в зависимости от переработки для получения топлива – 300–350°C – вакуумный газойль (вакуумный дистиллят) и более 350°C – вакуумный остаток (гудрон). Для получения масел – 300–400°C – легкая фракция, 400–450°C – средняя фракция, 450–490°C – тяжелая фракция, более 490°C – гудрон.

## 8. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Все физические свойства нефти – цвет, плотность, вязкость, растворимость, температура кипения и застывания, оптические и электрические свойства изменяются в зависимости от состава и структуры входящих в нефть индивидуальных компонентов.

**Плотность нефти** изменяется в пределах 0,8–1,4 г/см<sup>3</sup>, наиболее представлены величины – 0,9–1,0 г/см<sup>3</sup>. По плотности нефть подразделяется на классы – очень легкая (до 0,8 г/см<sup>3</sup>), легкая (0,8–0,9 г/см<sup>3</sup>), средняя (0,9–1,0 г/см<sup>3</sup>), тяжелая (1,0–1,2 г/см<sup>3</sup>) и очень тяжелая (более 1,2 г/см<sup>3</sup>). Низкая плотность нефти обусловлена преобладанием метановых УВ, низким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, во фракционном отношении – высоким содержанием бензиновых и керосиновых фракций. Тяжелые нефти своим высоким удельным весом обязаны повышенной концентрации смолисто-асфальтеновых компонентов, преобладанию в структуре УВ циклических структур и низкому содержанию легко кипящих фракций. В недрах в условиях по-

высоких температур и давлений в нефти обычно растворено какое-то количество газа, поэтому плотность нефти в пласте значительно ниже, чем на поверхности. В США плотность нефти измеряется в других единицах –  $\text{°API}$  ( $\text{API}$  –  $\text{API}$ , градус), высокие значения  $\text{°API}$  соответствуют низким значениям плотности.

**Вязкость** – это свойство оказывать сопротивление перемещению частиц под влиянием приложенной силы. В применении к жидкостям различают вязкость динамическую и кинематическую. Динамическая вязкость, это сила сопротивления перемещению слоя жидкости площадью в  $1 \text{ см}^2$  на  $1 \text{ см}$  со скоростью  $1 \text{ см/с}$ , она измеряется в пазах ( $\text{г}\cdot\text{см}^{-2}\cdot\text{s}$ ) в Международной системе единиц СИ – единица измерения Паскаль в секунду – это сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении относительно друг друга двух ее слоев площадью каждый  $1 \text{ м}^2$  на расстояние  $1 \text{ м}$  со скоростью  $1 \text{ м/с}$  под действием приложенной силы  $1 \text{ Н}$ . Динамическая вязкость воды  $1 \text{ м Па}\cdot\text{s}$ .

Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью. Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к плотности жидкости ( $\text{Ст} = \text{см}^2/\text{s} = 1 \text{ м}^4 \text{ м}^2/\text{s}$ , измеряется в стоксах в единицах СИ –  $\text{m}^2/\text{s}$ ).

В практике также используется условная вязкость, определяемая скоростью вытекания испытуемой жидкости в стандартных условиях. Приборы для определения вязкости называются вискозиметрами. Вязкость нефти меняется в широких пределах в зависимости от свойств (от менее  $1 \text{ до } 10 \text{ м Па}\cdot\text{s}$ ). Чем тяжелее нефть, тем она менее текучая и подвижная. Среди УВ с одинаковым числом атомов углерода в молекуле наибольшей вязкостью характеризуются нафтеновые, затем следуют ароматические и метановые. Внутри единого гомологического ряда вязкость увеличивается с ростом молекулярной массы. Вязкость нефти растет с увеличением в ней смолисто-асфальтеновых компонентов и уменьшается с повышением температуры и увеличивается с повышением давления. В пластовых условиях, если в нефти растворен газ, то вязкость ее может снизиться в десятки раз.

**Поверхностное натяжение нефти  $\sigma$** , это стремление жидкости уменьшить свою поверхность. Оно обусловлено силами притяжения между молекулами, внутри жидкости силы взаимно компенсируются. На поверхности на молекулы действует некомпенсированная результирующая сила, направленная внутрь от поверхности жидкости, поэтому здесь молекулы обладают определенной потенциальной энергией.

Поверхностное натяжение –  $\sigma$ , это отношение работы, требующейся для увеличения площади поверхности, к величине этого приращения (в системе единиц СИ измеряется в  $\text{Дж}\cdot\text{м}^{-2}$ ). Поверхностное натяжение

также измеряется в Н·м (Ньютон на метр), или дин·см – это сила, действующая на 1 см линии, ограничивающей поверхность, направленная по нормали к этой линии в сторону уменьшения поверхности жидкости, лежащая в плоскости, касательной к жидкости в данной точке (для нефти  $\sigma = 20-30$  Н·м, Дж $\text{m}^2$ , или 2-3 дин·см для воды  $\sigma = 70-80$  Н·м, Дж $\text{m}^2$ , или 7-8 дин·см). Чем больше поверхностное натяжение, тем больше проявляется капиллярный подъем жидкости. Величина поверхностного натяжения у воды почти в три раза больше, чем у нефти, что определяет разные скорости их движения по капиллярам. Это свойство влияет на особенности разработки залежей и т. д.

**Температура застывания** – это температура, при которой охлажденная в пробирке нефть не изменит уровня при наклоне на 4°. Она возрастает с увеличением в нефти твердых парафинов, а с повышением содержания смол температура застывания снижается.

**Растворимость нефти** в воде при обычных температурах ничтожна, но она резко возрастает при температуре больше 20°C. Жидкие УВ и гетероатомные соединения легче образуют в воде мицеллярный раствор. Растворимость индивидуальных УВ повышается в ряду: алканы – цикланы – арены – смолы. Растворимость УВ в воде снижается с ростом ее минерализации. Нефть хорошо растворяется в углеводородном природном газе.

**Мицеллярные растворы** – растворы поверхностноактивных веществ, в которых крупные молекулярные (ионные) ассоциаты (мицеллы) находятся в термодинамич. равновесии с неассоциированными молекулами (ионами) (по Геологическая энциклопедия).

**Оптические свойства нефти.** Нефть обладает способностью вращать плоскость поляризованного луча света, люминесцировать, преломлять проходящие световые лучи. В подавляющем большинстве случаев нефти врачают плоскость поляризованного луча света вправо, но известны и левовращающие нефти. Отмечено, чем моложе нефти, тем больше угол поворота поляризованного луча. Поскольку образование веществ, обладающих оптической активностью, характерно для жизненных процессов, то оптическая активность нефтей является важным свидетельством их генетической связи с биологическими системами. Установлено, что главными носителями оптической активности нефти являются полициклические циклоалканы – стераны тритерпаны, так называемые хемофоссилии.

**Показатель преломления** нефти или узкой фракции нефти определяется на границе воздух-жидкость производят на специальных приборах – рефрактометрах. Величина показателя преломления зависит от относительного содержания углерода и водорода в гомологических рядах,

он растет с увеличением числа атомов углерода от метановых УВ ( $1,3\text{--}1,4119$ ) к ароматическим (у бензола  $1,11$ ).

Все соединения нефти имеют определенные спектры поглощения, излучения в инфракрасном (ИК) диапазоне, а ароматические в ультрафиолетовом (УФ). На этом свойстве молекул основаны ИК и УФ спектроскопия нефтей и фракций нефтей.

**Люминесценция** – или «холодное» свечение под действием внешнего облучения – неотъемлемое свойство всех нефтей и природных продуктов их преобразования. Характерной чертой люминесценции является то, что способностью люминесцировать обладают не чистые вещества, а растворы. Нефть – это природный раствор способных к люминесценции веществ – смол в **нелюминесцирующих** в основном соединениях – углеводородах. Люминесцирующие вещества имеют свои определенные спектры, отражающиеся в цвете люминесценции, их концентрация выражается в интенсивности свечения. На люминесцентных свойствах соединений нефти основан ряд методов исследования – люминесцентная спектроскопия, люминесцентная микроскопия, битуминология. Нефть является диэлектриком и обладает высоким удельным сопротивлением ( $1\text{--}10^4$  Омм).

## ХЕМОФОССИЛИИ

Хемофоссилии – биологические метки, реликтовые вещества, химические ископаемые, биологические фоссилии, молекулярные фоссилии, биомаркеры и др. Эти различные названия были предложены геохимирами разных стран для обозначения химических соединений, встречающихся в нефтях (в ОВ пород и углях), близких по структуре биологическим молекулам. А.Н. Гусева и И.Е. Лейфман определяют хемофоссилии как остатки органических соединений организмов, распознаваемые на химическом молекулярном уровне. По мнению А.А. Петрова, к таковым следует относить все углеводородные и неуглеводородные соединения, в которых узнается структура биологических предшественников, а не только те, которые без изменения перешли из исходного ОВ в нефть.

Хемофоссилии, являясь биологическими индикаторами, могут нести информацию об исходном материнском веществе нефти, использоваться в качестве корреляционных параметров (нефть-нефть и нефть – материнская порода), для реконструкции условий осадконакопления.

Хемофоссилии включают две группы соединений – неуглеводородные соединения и УВ. Наиболее широко распространенными представителями первой группы являются **порфирины**. Эти соединения были иден-

тифицированы в нефтях еще в 1934 г. А Трейбсом. Порфирины – тетрациклические азотсодержащие органические соединения, основой их структуры является порфириновое ядро, состоящее из четырех связанных друг с другом пиррольных колец.

В нефтях содержатся металлопорфирины, в которых азот пиррольных колец соединен с ванадием или никелем. Биологическими предшественниками нефтяных порфиринов считают широко распространенные в природе пигменты, имеющие порфириновую структуру. Хлорофилл растений содержит металлоорганические порфириновые комплексы с магнием, гемоглобин животных, металлокомплексы с железом.

Важнейшим, свойством реликтовых УВ является их гомологичность, т. е. эти УВ присутствуют в виде серии гомологов, имеющих в основе общую структурную группу. Другое важное свойство реликтовых УВ – их высокая концентрация в нефтях, обычно значительно превышающая равновесные концентрации близких по строению изомеров.

Реликтовые УВ являются источником значительной части преобразованных УВ нефтей. Реликтовые углеводородные соединения тесно связаны с исходными биомолекулами. Знание этой связи облегчает исследование нефтяных УВ, так как гомологические серии обычно имеют характерные для исходных веществ черты строения, которые затем реализуются в их нефтяных производных.

Главная особенность этих УВ соединений – способность при изменении условий в процессе диа- и катагенеза изменять пространственное положение определенных атомов. Эта эпимеризация (пространственная изомеризация) является как бы степенью преобразованности исходных биомолекул в процессе созревания вещества нефти.

На основе отношения биостеранов и новообразованных изомеров – изостеранов рассчитывается коэффициент созревания или зрелости нефти.

## □1□ ХИМИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ

Существуют различные классификации нефтей по химическому составу. В основу большинства из них положен углеводородный состав отдельных фракций нефти, т. е. преобладание УВ того или иного класса. Как правило, оказывается, что выделенные классы нефтей, так или иначе, коррелируются с содержанием серы, смолисто-асфальтеновых компонентов, твердых парафинов и плотностью нефти.

По классификации, разработанной Грозненским нефтяным исследовательским институтом, выделяется шесть классов нефтей □1) метановые, 2) метаново-нафтеновые, 3) нафтеновые, 4) нафтеново-метаново-

ароматические, 2) нафтеново-ароматические, 6) ароматические. В **метановых** нефтях во всех фракциях содержится значительное количество алканов в бензиновых более 30%, в масляных более 30%, типичными нефтями этого класса являются нефти полуострова Мангышлак (месторождения Узень и Жетыбай).

**Метаново-нафтеновые** нефти содержат в соизмеримых количествах алкановые и циклановые УВ, при незначительном содержании аренов, как правило, не более 10%, к этому классу относится большая часть нефей крупных месторождений Волго-Уральской области и Западной Сибири.

Для **нафтеновых** нефтей характерно содержание циклановых УВ во всех фракциях приблизительно 60% и более, алканов, как и смолисто-асфальтеновых компонентов, в этих нефтях мало типичными являются Балаханская и Сураханская нефти Баку.

**В нафтеново-метаново-ароматических** нефтях алканы, цикланы и арены присутствуют примерно в одинаковых количествах, при этом отмечаются значительные концентрации (до 10%) смол и асфальтенов.

**Нафтеново-ароматические** нефти характеризуются преобладанием нафтенов и аренов, алканы отмечены только в легких фракциях, причем в небольшом количестве, концентрация смолисто-асфальтеновых компонентов еще возрастает (10-20%).

**Ароматические** нефти отличаются повышенным содержанием аренов во всех фракциях, это тяжелые нефти, они редко встречаются в природе к нефтям этого класса, например, относится Бугурсланская нефть Урало-Поволжья.

## **11. ТОВАРНАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТИ**

Эти классификации близкие между собой, строятся по таким показателям, как содержание фракций, выкипающих при температуре до 30°C, а также парафина, масел и др.

Все нефти по содержанию серы делятся на три класса:

- I – малосернистые (не более 0,5%)
- II – сернистые (0,5-2%)
- III – высокосернистые (более 2%).

По содержанию фракций, перегоняющихся до 30°C, нефти делятся на три типа:

- T1 – не менее 40%
- T2 – 30-44,9%
- T3 – менее 30%.

По потенциальному содержанию масел различают четыре группы нефтей

М – не менее 2% в расчете на нефть

М2 – 1–2% в расчете на нефть и не менее 4% в расчете на мазут

М3 – 1–2% в расчете на нефть и 3–4% в расчете на мазут

М4 – менее 1% в расчете на нефть.

Все нефти делятся по качеству масел, оцениваемому индексом вязкости, на две подгруппы

И1 – индекс вязкости выше 100,

И2 – индекс вязкости 40–100

По содержанию парафина нефти делятся на три вида

П1 – малопарафиновые (не более 1,0%),

П2 – парафиновые (1,0–6 %),

П3 – высокопарафиновые (более 6 %).

Используя эту классификацию, для любой промышленной нефти можно составить шифр (например, Г2М2И2П1). По шифру нефти легко составить представление о наиболее рациональных путях ее переработки и о возможности замены ею ранее применявшейся в данном технологическом процессе нефти.

## 1 ГАЗОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ

Углеводородные газы (УВГ) являются частью природных углеводородных систем, газовой фазой природных УВ. Природные газы – это УВ растворы, имеющие газообразное в нормальных (атмосферных) условиях состояние, выделенные из состава более сложных природных систем.

Природные газы находятся на Земле в различном состоянии: свободные в атмосфере и в газовых залежах растворенные в водах, сорбированные, окклюдированные, в виде твердых растворов – газогидратов; газы, растворенные в нефти и выделяющиеся при разработке и самоизлиянии, называются попутными газами. Высокое энергосодержание, способность к химическим превращениям, низкое загрязнение биосфера обусловливают использование УВГ в качестве наиболее удобного топлива и ценного химического сырья.

## 13. СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗОВ

Основными компонентами природного (горючего) газа являются углеводороды от метана до бутана включительно, отмечаются следы С<sub>5</sub>–C<sub>6</sub>. Природные газы также содержат и неуглеводородные компоненты: углекислый газ, азот, сероводород, инертные газы. Главным компо-

нентом природных горючих газов является метан. Природный газ считается **сухим**, если он состоит главным образом из метана (более  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ), с низким содержанием этана (менее  $1\text{ м}^3/\text{м}^3$ ), практическим отсутствием пропана и бутана — с содержанием менее  $1\text{ м}^3/\text{м}^3$  способных конденсироваться жидкостей. **Тощий** газ — пластовый газ метанового состава с низким содержанием этана, пропана и бутана. Количество конденсата в нем составляет  $1\text{--}3\text{ м}^3/\text{м}^3$ . Газ **жирный**, если содержание конденсата составляет от  $3\text{--}9\text{ м}^3/\text{м}^3$ . В геохимии широко используется показатель «коэффициент сухости» ( $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ ).

Природные газы бесцветны, легко смешиваются с воздухом, растворимость их в воде и нефти различна. Свойства газов на поверхности и в пластовых условиях отличаются, они во многом определяются термобарическими условиями и физико-химическими параметрами среды. На растворимость природного газа влияют температура, давление, состав газа и нефти. Растворимость газа в нефти повышается с ростом давления и уменьшается с ростом температуры — она растет в ряду  $\text{C}_1\text{--}\text{C}_4$ . Растворимость газа уменьшается с увеличением плотности нефти. Давление, при котором данная нефть полностью насыщена газом, называется **давлением насыщения** — если давление в залежи падает, то газ выделяется в свободную фазу.

**Плотность газов** — масса вещества в единице объема, выражается в  $\text{г}/\text{м}^3$  или отношением молекулярной массы (в молях) к объему моля  $\rho = M/22,4 \text{ л}$ . Плотность метана  $0,714 \text{ г}/\text{л}^4$ , бутана  $0,793 \text{ г}/\text{л}^4$ , диоксида углерода  $1,963 \text{ г}/\text{л}^4$   $\text{г}/\text{см}^3$ . Обычно используется относительная плотность по воздуху (безразмерная величина — отношение плотности газа к плотности воздуха, при нормальных условиях плотность воздуха  $1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$ ). Относительная плотность метана  $0,74$  ( $20^\circ\text{C}$ ), этана  $1,1$ , пропана  $1,15$ , диоксида углерода  $1,53$ , сероводорода  $1,11$ .

**Газонасыщенность**  $\Gamma$  — газонасыщенность вод ( $\text{см}^3/\text{л}$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ), это суммарное содержание газа в указанном объеме флюида (л,  $\text{м}^3$ ). В кайнозойских нефтегазоносных бассейнах Сахалина, Курильской депрессии газонасыщенность вод газами УВ состава до глубины 3 км не превышает  $3,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , расчетная газонасыщенность вод на глубине 6 км —  $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

**Метан**  $\text{CH}_4$  — наиболее распространенный и миграционноспособный УВ газ в природе, характеризуется низкой сорбционной способностью, небольшой растворимостью в воде, которая также зависит от температуры — Метан легко загорается ( $T_{\text{всп.}} = 694\text{--}420^\circ\text{C}$ ), его теплота сгорания  $56 \text{ МДж}/\text{кг}$ . Смеси метана с воздухом взрывоопасны (нижний предел взрываемости  $5\%$ ). Метан не содержит связей C-C, менее прочных, чем C-H, что обуславливает его термическую прочность и устойчивость

к химическим воздействиям. Генезис метана может быть биохимическим, термокаталитическим (катагенетическим), метаморфическим, вулканическим.

Газообразные **гомологи метана** (этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$ ) имеют большую, по сравнению с метаном сорбционную способность и низкий коэффициент диффузии, что позволяет им концентрироваться в газах закрытых пор. Наибольшая из всех УВ газов растворимость в воде у этана ( $4 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при  $20^\circ\text{C}$ ). Смеси этих газов с воздухом также взрывоопасны. Содержание каждого из гомологов в газах чисто газовых залежей обычно менее 1%, в нефтяных попутных газах достигает 3%. Газообразные гомологи метана используются в производстве синтетического каучука, полиэтилена, полипропилена, других пластмасс.

**Двуокись диоксид углерода**  $CO_2$  в нормальных условиях – газ, при  $-78^\circ\text{C}$  – твердая снегоподобная масса (сухой лед), при нагревании непосредственно переходит в газ  $CO_2$  в полтора раза тяжелее воздуха. Содержание  $CO_2$  в газах и нефтях изменяется от 1% до 9%, двуокись углерода хорошо растворяется в воде, растворимость возрастает с увеличением давления. Так, при  $20^\circ\text{C}$  и 1 МПа в одном объеме воды растворяется приблизительно один объем  $CO_2$ . При давлении 3 МПа и  $10^\circ\text{C}$  в одном объеме воды может раствориться 3 объемов  $CO_2$ . Двуокись углерода имеет различный генезис – образуется при окислении углеводородов и других органических соединений, при декарбоксилировании органических кислот, при разложении бикарбонатов, возможно и мантийное происхождение  $CO_2$ .

**Азот** – бесцветный газ без запаха, содержание его в воздухе 0,01% по весу (0,09 об. %), в природных газах варьирует в широких пределах (от сотых долей до 99%). В нефтяных попутных газах содержание азота изменяется от 1% до 10%. При длительной эксплуатации попутный нефтяной газ обедняется азотом, что связано с его малой растворимостью в нефти. Газ химически инертный. Азот может быть атмосферного, биохимического и глубинного происхождения – в водах верхней части осадочного чехла он чаще всего атмосферный, с глубиной его содержание обычно падает.

**Сероводород** ( $H_2S$ ) – бесцветный горючий газ с характерным резким запахом, хорошо растворимый в воде. Плотность его  $1,13 \text{ г/л}$ , теплота сгорания  $2,3 \text{ МДж/м}^3$ , температура кипения  $6^\circ\text{K}$ . Сероводород высокотоксичный газ, при концентрации его в воздухе более 1% может наступать летальный исход – предельно допустимое содержание в воздухе 0,1 мг/л. Сероводород встречается в свободных природных газах, обычно его концентрация редко превышает 1%. В газах, связанных с

карбонатно-сульфатными толщами, концентрация  $\text{CO}_2$  увеличивается до 1–2%, редко до 10%. Сероводород встречается также в вулканических и фумарольных газах. В природе известны разные источники  $\text{CO}_2$ : биохимическое окисление ОВ, восстановление сульфатов сульфат-редуцирующими бактериями, при химическом восстановлении сульфатов, при термализме ОВ и т. д. Промышленную ценность представляют газы, содержащие 0,5–1% сероводорода.

**Водород** ( $\text{H}_2$ ) самый легкий газ в природе (легче воздуха в 14 раз), бесцветный, не имеет запаха, плотность по воздуху 0,69, высшая теплота сгорания 12,2 МДж/м<sup>3</sup>. Водород имеет два стабильных изотопа – протий идейерий и один радиоактивный – тритий. Доля дейтерия в водороде Земли очень мала.

Основным источником свободного водорода в земной коре является вода, при взаимодействии которой с окислами металлов при высоких температурах образуется водород. Водород также – типичный компонент вулканических фумарольных и прочих глубинных газов. Возможен генезис водорода при биохимическом и радиоактивном разложении ОВ.

**Гелий** – газ без цвета и запаха, химически инертный, т. е. неспособный к химическим реакциям, горению, взрыву. Среднее содержание гелия в земной коре 1·10<sup>-6</sup> вес. %, в атмосфере 2–10<sup>-4</sup> об. %. В природных газах содержание гелия достигает 1% об. %, в свободных не превышает 1%, в попутных 0,5%. Природные газы с повышенным содержанием гелия являются ценным химическим сырьем.

Стабильные изотопы гелия  $^3\text{He}$  и  $^4\text{He}$  имеют главным образом радиогенный генезис – образуются при альфа-распаде радиоактивных элементов (урана, тория) и характеризуются абсолютным преобладанием  $^4\text{He}$ . Гелий атмосферы представляет смесь первичного и радиогенного с относительно постоянным составом ( $^3\text{He}/^4\text{He} \approx 1,4 \cdot 10^{-6}$ ). Повышенные концентрации гелия отмечаются в зонах нарушений. Данные об изотопном составе гелия используются для определения его корового или мантийного генезиса.

## 1 КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВ

В природе газы распространены очень широко и составляют газовую оболочку нашей планеты – атмосферу. Они присутствуют в свободном, растворенном сорбированном, механически и химически связанным состоянии в гидросфере и литосфере. Существуют классификации газов по химическому составу, генезису, месту нахождения.

Классификация растворенных в пластовых водах газов по составу была предложена М.И. Субботой (1961), а затем Л.М. Зорькиным (1971).

Авторы различных классификаций границу углеводородных компонентов для определения класса и типа газа проводят в пределах от 10% до 100%. Разницы в химическом составе свободных и растворенных газов нет. По условиям нахождения газов в породе Е.В. Стадник выделяет три группы: 1) рассеянные газы пород, газы подземных вод и газы залежей. Рассеянные делятся на газы закрытых и открытых пор, среди которых различаются: 1) свободные, 2) растворенные в воде, 3) сорбированные минеральной частью породы, 4) сорбированные органическим веществом, 5) межслоистых пространств минералов (Зорькин и др., 1970).

Природные газовые смеси осадочного чехла по соотношению компонентов, с учетом классификации Л.М. Зорькина (1973), предложено разделять следующим образом: азотные ( $N_2$  более 10%), углеводородные ( $CH_4$  выше 10%), кислые ( $CO_2$  более 10%), водородные ( $H_2$  более 10%) и смешанные, когда концентрация любого компонента не превышает 10% (Зорькин и др., 1970).

Природные газы, как свободные, так и присутствующие в растворенном состоянии в воде часто представляют собой сложную по составу и генезису смесь, поскольку разные процессы приводят к образованию газов сходного состава.

## 2.1 ГИДРАТЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Согласно современным представлениям отдельные газы или их смеси способны образовывать газовые гидраты.

**Газогидраты** – твердые кристаллические вещества, так называемые газовые клатраты. Кристаллическая решетка клатратов построена из молекул воды, во внутренних полостях которых размещены молекулы газа, образующего гидрат. Онидерживаются силами Ван-дер-Ваальса. Незаполненная газом решетка существовать не может, в этом ее принципиальное отличие от кристаллической решетки льда (рис. 2.4). Газогидраты кристаллизируются в две структуры кубической сингонии.

Изучение природных газогидратов насчитывает всего 20-летнюю историю, хотя техногенные гидраты известны более 100 лет. Гидратные пробки в газопроводных скважинах и стволах затрудняют разработку и транспортировку газа.

В конце 60-х годов была открыта возможность существования газа в естественных условиях в гидратном состоянии – было проведено лабораторное моделирование природных процессов гидратообразования.



Рис. 4. Газогидраты, которые подожжены в атмосферных условиях. Видно пламя от горящего метана и капающая по ладоням рука высвобожденная вода

**Классификации природных газогидратов.** Природные газогидраты классифицируются по разным признакам. Морфологически выделено четыре основных вида – мелковкрапленные, узловатые, слоистые, массивные (плотные). В петрографическом смысле в качестве породообразующего компонента газогидраты подразделяются на три типа – 1) гидрат – мономинеральная порода, 2) гидрат – главный породообразующий компонент (минерал), 3) гидрат – акцессорный. Выделенным типам отвечают известные формы подземного льда.

Г.С. Баркан и Г.Д. Гинсбург по генетическому признаку выделяют четыре основных типа газогидратов – 1) криогенный, 2) седиментогенный, 3) фильтрогенный и 4) диагенетический.

Под **криогенным** газогидратом понимается такое скопление гидрата, которое образуется в результате понижения температуры и уже существовавшей ко времени охлаждения залежи газа.

**Седиментогенные** газогидраты образуются на континентальных склонах и у их подножий. К ним приурочена подавляющая масса известных проявлений гидратов в морях.

**Фильтрогенные** газогидраты формируются при фильтрации таза или газонасыщенной воды через зону, отвечающую термодинамической стабильности гидратов. Такой тип образуется в осадочной толще в уча-

стках разгрузки флюидной системы, каковой может служить в том числе и подводный грязевой вулканизм.

**Диагенетический** тип газогидратов формируется вследствие связывания с поровой водой газов, образовавшихся при диагенетических процессах.

**Газогидраты в морских бассейнах.** Гидратоносность различных районов Мирового океана доказана и подтверждена глубоководным бурением. В полярных морях, характеризующихся близкими к  $0^{\circ}\text{C}$  ( $2^{\circ}\text{C}$  К) и незначительными колебаниями температур, верхняя граница гидратообразования приближается к поверхности. Поскольку температура воды даже на экваторе на глубине 1000 м составляет  $2^{\circ}\text{C}$  К, а с глубиной она остается практически постоянной ( $2^{\circ}4\text{--}2^{\circ}6$  К), то гидратообразование происходит во всех акваториях независимо от широты.

Наиболее перспективными в отношении газогидратов являются участки сочленения шельфа арктических морей с материком. Термодинамический режим Северного Ледовитого океана соответствует условиям формирования газогидратов на всей территории вблизи дна, причем в направлении материка отмечено поднятие газогидратного слоя.

## 1 ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ СИСТЕМЫ

Если сжимать чистый газ, то он будет конденсироваться, возникает жидккая фаза, которая может сосуществовать с газовой. В многокомпонентных системах, каковыми являются природные УВ системы, увеличение давления ведет к тому, что жидкость, т. е. нефть, растворяется в газе – образуется, так называемая, «газорастворенная нефть» – **газоконденсат** – газоконденсатная система (ГКС).

Залежи газоконденсата распространены в широком гипсометрическом диапазоне от 100 до 4600 м, минимальные температуры и давления составляют 200 и 200 МПа, максимальные 1900 и 62 МПа.

Формирование в природных условиях газоконденсатов, видимо, может происходить различными путями. Конденсаты, которые сформировались в результате термобарических превращений газонефтяной системы, называют вторичными, в отличие от первичных ГКС, образовавшихся за счет генерации газа и микронефти из ОВ пород. Первичные ГКС – исходные, вторичные – новообразованные. Для первичных ГКС характерно отсутствие нефтяной оторочки, размещены они ниже нефтяных залежей в более жестких термобарических условиях, на больших глубинах.

Вторичные ГКС отличаются присутствием нефтяной оторочки в залежах, в бензинах резко преобладают алканы, в газах – доля гомологов метана составляет 1□–2□□. В этих ГКС велико содержание конденсата.

## □1□ ПРОДУКТЫ ПРИРОДНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕЙ

Продукты природного преобразования нефтей издавна называют природными битумами (первоначальное значение термина «битум» – вспыхивающая смола), ниже они будут описаны как твердые битумы.

Понятие «природные битумы» не включает жидкие и газообразные нафтиды, но включает понятие «нафтоиды». **Нафтоиды** – особая генетическая ветвь природных битумов, генетически не связанных с нефтью, а представляющих собой продукты природного процесса термического распада и возгонки концентрированных форм органического вещества пород – это пиро- и тектогенетические аналоги нафтидов. Нафтоиды представляют минералогический и генетический интерес, но ввиду очень локального распространения практического значения не имеют. Но поскольку нафтоиды природные образования, по внешнему виду и свойствам соответствующие нафтидам, то их генезис будет рассмотрен в общей схеме природного битумогенеза.. Аналогичны нефтяным битумы асфальтового ряда□

Нафтоиды подразделяются на□

- 1) парафиниты – битумы в основном метановой структуры, аналогичные озокеритам, гатчетитам и вазелиноподобным нефтям□
- 2) олефиниты, являющиеся, по-видимому, полимеризатами непредельных углеводородов□
- 3) элатериты – продукты гипергенного преобразования парафинитов и олефинитов, аналогичные элатеритам нефтяного ряда.

## □18. ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

Особую группу пород, переходных к твёрдым битумам составляют **горючие сланцы** – твёрдые каустобиолиты (при сухой перегонке дают значительное количество смолы близкой по составу к нефти. Это – породы светло-коричневого или серого цвета, на 1□–4□□ состоят из C<sub>опр.</sub> – продуктов разложения водорослей и животного планктона. Если C<sub>опр.</sub> более 4□□, то это уже сапропелит, или сапропелевый уголь. Минеральные частицы составляют 6□–□□□ вещества горючих сланцев. Это – кальцит, доломит, кварц, полевые шпаты, пирит, глины.

Запасы горючих сланцев – десятки триллионов тонн. При их переработке может быть выплавлено □□□ млрд т сланцевой смолы. 3□ ресурсов

сланцевой смолы сосредоточено в недрах Америки. В России кроме западной части Прибалтийского бассейна имеется ещё ряд крупных сланцевых бассейнов — Волжский (ресурсы сланцевой смолы — 4,0 млрд т), Тимано-Печорский (1,0 млрд т), Вычегодский (2,0 млрд т), Оленёкский (34 млрд т).

## 2.1 ТВЕРДЫЕ БИТУМЫ

Твердые битумы в природе образуют дайки, жилы (рис. 2.1), прослои и пропластки в породах.

При выходе на поверхность пористые породы, пропитанные асфальтами (тяжелыми фракциями нефти), дополнительно подвергаются выветриванию. При длительном воздействии атмосферы асфальты преобразуются в оксикериты, гуминокериты и землистые гидрофильные продукты, сходные с современным гумусом.

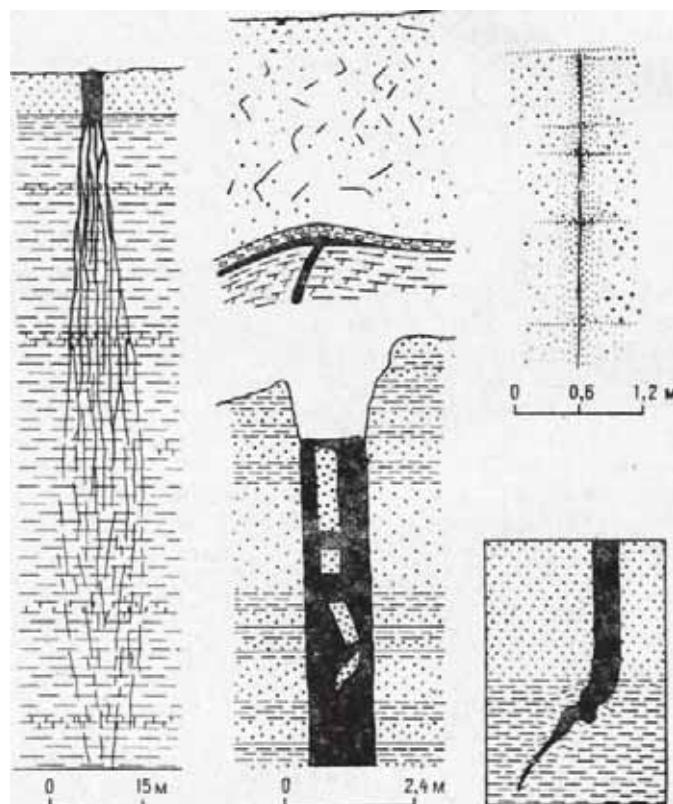


Рис. 2.1. Дайки и жилы, заполненные твёрдыми битумами  
По И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, 1971г.

При выходе на поверхность пористые породы, пропитанные асфальтами (тяжелыми фракциями нефти), дополнительно подвергаются выветриванию. При длительном воздействии атмосферы асфальты пре-

образуются в оксикериты, гуминокериты и землистые гидрофильтные продукты, сходные с современным гумусом.

Асфальт употребляется для покрытия дорог, полов, при устройстве гидротехнических сооружений. Из асфальта делают черный лак. Его используют в электротехнике как хороший изолятор.

При выходе на поверхность пористые породы, пропитанные асфальтами (тяжелыми фракциями нефти), дополнительно подвергаются выветриванию. При длительном воздействии атмосферы асфальты преобразуются в оксикериты, гуминокериты и землистые гидрофильтные продукты, сходные с современным гумусом.

Асфальт употребляется для покрытия дорог, полов, при устройстве гидротехнических сооружений. Из асфальта делают черный лак. Его используют в электротехнике как хороший изолятор.

Тяжелые смолистые нефти, высачиваясь на поверхность, образуют натеки, покровы кира или асфальтовые озера. Кирьи образуются главным образом за счет окисления и поверхностного выветривания. Применяются на юге для покрытия плоских крыш.

## 1.1. АСФАЛЬТИТЫ

Асфальтиты являются продуктом анаэробного окисления нефтей и их дальнейшего изменения под действием воды и растворенного в ней кислорода. Имеют черный цвет, блестящую поверхность, хрупкие. Плотность их 1,13–1,2 г/см<sup>3</sup>. В хлороформе растворяются полностью. Температура плавления свыше 100 °С. Элементарный состав асфальтитов С – 66–67 %, H – 9,0 %, C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>O – 1–2 %.

## 1.2. КЕРИТЫ

Кериты твердые, хрупкие, углеподобные битумы с сильным блеском. Плотность их 1,1–1,3 г/см<sup>3</sup>. Полностью не растворяются в органических растворителях. При нагревании не плавятся, а всучиваются и разлагаются. Выход кокса от 20 до 90 %. Элементарный состав С – 90–92 %, H – 4–10 %, C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>O – 2,0–10 %.

## 1.3. АНТРАКСОЛИТЫ

Антраксолиты представляют собой минералы высшей степени метаморфизма битумов блестящие, черные, в тонких пластинках, упругие не растворяются в органических растворителях масел, смол, асфальте-

нов не содержат. Плотность антраксолитов  $1,3 \pm 2,0$  г/см<sup>3</sup>. Элементарный состав С – 95–99 %, Н – 1,2–4 %, О – 1,0–1,5 %. Выход кокса 95–100 %. Наиболее высокометаморфизованной разностью антраксолитов является шунгит.

## 1.1. БОГХЕДЫ

Название происходит от шотландского местечка Гленхед, разновидность сапропелевых углей, образовавшихся из водорослей (одна из его разновидностей именуется торбанит). Это порода черно-бурового, иногда оливкового цвета, плотного, тонкозернистого строения и раковистого излома. Для Богхеда характерно высокое содержание водорода (~12 %), летучих веществ (~9%) и большой выход первичной смолы (до 10%). Теплота сгорания горючей массы 33,0–35,0 МДж/кг (~900–950 ккал/кг). Образование богхедов происходило в условиях застойного водоёма – озера или лагуны. Эти породы залегают линзовидными слоями, сравнительно ограниченно распространёнными (например, Подмосковный бассейн).

## 1.2. ОЗОКЕРИТЫ

Озокерит, или горный воск, по внешнему виду представляет собой воскообразное вещество, окрашенное от светло-желтого до черного цвета (в зависимости от содержания смол). Озокерит пластичный и мягкий как воск. Твердость является его основной характеристикой. Она определяется глубиной проникновения иглы, находящейся под определенной нагрузкой. Температура плавления является второй константой, определяющей качество озокерита. Обычно она равна 65–70 °С, реже 95–100 °С. Чем выше температура плавления, тем качественнее озокерит.

## 1.3. ШУНГИТЫ

Шунгит – докембрийская горная порода, метаморфизованный каменный уголь, являющийся переходной стадией от антрацита к графиту. Цвет шунгита черный. Электропроводен. Содержание углерода до 99 %. Теплотворная способность ~1000 кал. В золе шунгита содержится ванадий, никель, молибден, медь и др. Плотность 2,1–2,4 г/см<sup>3</sup>. Твердость – 3,5–4,0. Единственное месторождение шунгита находится в Корелии (Россия). К настоящему времени разведано одно Зажогинское месторождение шунгита с запасами 30 млн т.

## **1 ГРАФИТЫ**

Графит – минерал серовато-черного цвета, жирный на ощупь. Твердость 1, плотность 2,2 г/см<sup>3</sup>. Состоит из чистого углерода. В природе встречается в графитовых и гнейсовых сланцах, а также в виде крупных чешуек в скарнах в зоне контакта известняков с интрузиями глубинных пород. Графит является конечным продуктом метаморфизма каустобиолитов нефтяного ряда и углей.

### **3. ПОРОДЫ С КОТОРЫМИ СВЯЗАНО ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Существует три группы пород, с которыми связаны традиционные методы поисков месторождений нефти и газа. В настоящее время существуют отработанная технология поиска нефтяных месторождений, при которой первоначально изыскивается нефтематеринская порода, затем изучаются возможные пути миграции нефти и газа, продуцируемых нефтематерискими свитами. Завершается изучение выявлением пары коллектор-покрышка, выявляемых при помощи геофизических методов, в которых уже методами бурения устанавливают наличие (или отсутствие) скоплений нефти или газа.

Таким образом, нам необходимо рассмотреть три группы пород □

- нефтематеринские породы, преимущественно глинистого состава.
- породы-коллекторы, представленные в основном обломочными породами песчано-алевритового состава, реже трещиноватыми и кавернозными породами биохимического или органогенного происхождения (карбонатного или кремнистого и глинисто-кремнистого состава). Такие породы являются путями миграции нефти и газа, а также породами-коллекторами нефтяных и газовых месторождений □
- породы-флюидоупоры или покрышки, представленные глинистыми или соляно-ангидритовыми породами, препятствующими дальнейшей миграции нефти и газа, чья форма позволяет удерживать определенное количество нефти или газа.

#### **3.1. НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ**

Значительная часть осадочных пород содержит углеродистое органическое вещество (ОВ), неотъемлемым компонентом которого являются битумоиды, содержащие микронефть. За счет концентрации микронефти образуется собственно нефть. Таким образом, значительная

часть осадочных пород может являться нефтематеринскими при соответствующих условиях.

Нефтематеринскими называются породы, преимущественно глинистого или кремнисто-глинистого или карбонатно-глинистого состава, уже при осаждении обогащенные захороненным органическим веществом, которое впоследствии сохраняется от разрушения его кислородом в стадию диагенеза. К таким породам относятся в первую очередь **сапропелиты**, наименование которых переводится как «гнилой ил». Другое название этих пород – доматикиты.

**Доманикиты**, это высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные породы биогенного автохтонного происхождения, характеризующиеся высоким содержанием биогенного углерода Сорг., который выделяется из осадка по мере его превращения в породу и катагенетического преобразования этой породы при погружении в недра, сопровождаемого соответствующим повышением температуры и давления. Породы, содержащие определенное количество органического углерода ( $C_{\text{орг.}}$ ) являются **нефтематеринскими и газоматеринскими**.

Доманикиты известны от девона (доманик Восточно-Европейской или Русской платформы) до верхнего миоцена (сланцы Монтерей и Мак-Лур, Америка). В Западной Сибири доманикиты – битуминозные аргиллиты баженовской свиты, её стратиграфические аналоги (мульмынская, тутлеймская, яновстанская свиты) нефтематеринскими породами не являются.

Газо- нефтематеринский потенциал закладывается в породе в стадию седиментогенеза, при накоплении осадка на дне водоёма. Наиболее благоприятными для аккумуляции органических веществ в стадию седиментогенеза являются породы пелитовой размерности, так как глинистые минералы – хорошие сорбенты. Породы, содержащие  $C_{\text{орг.}}$  подразделяются на следующие группы.

1) породы со сверхрассеянной формой ОВ ( $C_{\text{орг.}} < 1\%$ )

2) субдоманикоидные породы ( $1-2\%$ )

3) доманикоидные породы ( $2-5\%$ )

4) доманикитные породы ( $> 5\%$ )

Собственно сапропелиты, где  $C_{\text{орг.}} > 2\%$  (т. е. ОВ по объему зарядомо превышает 2% и является преобладающим пордообразующим элементом).

Для территории Западной Сибири известно несколько свит, преимущественно глинистого состава, обогащенных захороненным органическим веществом. Наиболее известной нефтематеринской свитой Западной Сибири являются отложения баженовской свиты (рис. 3.1).



Рис. □1. Черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты □  
основной нефтематеринской свиты Западной Сибири

Они представлены глинистыми и кремнисто-глинистыми породами, черного или буровато-черного цвета за счет примеси органического углерода. Считается, что они накапливались ниже определенного уровня, насыщенного растворенным кислородом, в зоне отсутствия в воде растворённого кислорода. Эти участки морского дна именуются зонами «сероводородного заражения». Таковой зоной сероводородного заражения, вероятно, являлась в конце юрского периода вся центральная часть Западно-Сибирского моря. В шельфовой части этого моря отлагались песчано-алевритовые породы, в то время как в центральной его части, куда не попадал терригенный материал, накапливались тонкие илы и планктон кремнистого, реже карбонатного состава. Море отличалось повышенной биологической продуктивностью, планктон периодически массово отмирал и умершие мелкие животные позднеюрского моря погружались на дно. Часть этой биомассы съедалась тогдашними рыбами, но значительная его часть пересекала условную линию, ниже которой в воде уже не было растворенного кислорода, и наблюдалось сероводородное заражение.

В результате в центральной части Западно-Сибирского позднеюрского моря отлагались черные органогенные илы, с примесью кремнезема и кальцита биогенного происхождения. С начала мела это море, при продолжающемся накоплении в его центральной части органогенных илов, меньше с востока, а больше с запада стала засыпаться двумя волнами терригенных пород алеврито-песчаного состава, именуемых ачимовской толщей, верхние половинки которых отлагались в прибрежной части моря, а нижние срывались вниз при моретрясениях или ввиду особенностей тогдашнего морского рельефа, формируя нижнюю, «турбидитную» часть пласта. Эти, черепичные по строению части пласта постепенно перекрыли отложения баженовской свиты, завершив формирование этого природного битуминозного феномена.

### **3.□ СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ**

Захороненное в осадках органическое вещество (ОВ) в процессе диагенеза и катагенеза подвергается биохимическим, термокаталитическим и механохимическим преобразованиям, что происходит в результате постоянно проявляющегося процесса интенсивного обмена с окружающей средой веществом и энергией. Этот процесс контролируется типом исходного ОВ, тепловым потоком, идущим от фундамента, литологией и теплопроводностью пород осадочного чехла, скоростью осадконакопления, эволюцией во времени.

В результате преобразований ОВ формируются битумоиды, в составе которых присутствуют соединения, наследующие от биомолекул углеродистый скелет и элементы пространственной структуры. Поскольку, живая клетка, это открытая неравновесная система, совокупность синтезируемых в ней соединений также не образует термодинамически равновесную смесь. Эта неравновесность наследуется биомолекулами попавшими при осаждении в осадочные породы, а от них – нефтью. Пространственная асимметрия биомолекул сохраняется в нефтях, что определяет их оптическую активность. Таким образом, важнейшая особенность рассеянных битумоидов – асимметрия молекул и неравновесность состава.

Второй важнейшей особенностью формирования битумоидов является то, что контроль со стороны внешних по отношению к захороненному ОВ условий – термодинамическим режимом недр, скоростью осадконакопления и др.

Третьей чертой отличительной чертой битумоидов является их дисперсно рассеянное в нефтематеринских породах состояние, отсутствие макроструктуры в распределении концентраций, приуроченность в терригенном разрезе к глинистым породам.

Далее в истории формирования скоплений нефти и газа наступают этапы первичной миграции и аккумуляции УВ. Какая-то часть молекул мигрирующей микронефти приходит в согласованное движение, создавая направленные потоки углеводородного вещества к ловушкам, и аккумулируется там, образуя скопления.

При этом большая часть микронефти остается в дисперсно-рассеянном состоянии. Параллельно происходит частичное рассеяние из ранее образовавшихся залежей за счет диффузии, вымывания и вертикальных перетоков углеводородов, биодеградации и окисления нефти.

Наконец, для выделения УВ в свободную фазу и их аккумуляции в ловушках необходимо какое-то структурное изменение в бассейне, на-

пример, резкое воздымание, приводящее к столь же резкому снижению давления и усилению потока инфильтрационных вод.

В последние десятилетия нефтегазообразование рассматривается как процесс, развивающийся параллельно с осадконакоплением и с эволюцией биосферы. Выделяются четкие временные рубежи, например 2 млрд лет назад, когда произошел скачок в развитие биосферы Земли.

В стадии седиментогенеза и диагенеза основные группы биополимеров, попавших в осадок подвергаются процессам биодеструкции жиров, лигнина, углеводов, геосинтез продуктов их деструкции, в результате чего формируется **кероген** осадочных пород. Продуцируемые в этот момент газы теряются ввиду их рассеяния в гидросфере и атмосфере, или же они формируют на дне океанов залежи газогидратов. В следующую по времени проявления, катагенетическую стадию проявляются процессы деструкции геополимеров, а из фрагментов липидных и изопренOIDНЫХ соединений керогеновой формы рассеянного ОВ в результате проявления термокаталитического синтеза формируются новые соединения. Катагенезу соответствует главная стадия нефти- и газообразования. Значительная часть миграционноспособных жидких и газообразных УВ покидает данную породу и на пути миграции могут концентрироваться в виде скоплений нефти и газа.

После завершения главной стадии нефтеобразования из пород генерируются только газы и эта стадия именуется «газовым дыханием».

### 3.3. ИСТОРИЯ ВОЗЗРЕНИЙ НА ГЕНЕЗИС НЕФТИ

#### 3.3.1. ПЕРВЫЕ ГИПОТЕЗЫ □ БИОГЕННАЯ □ АБИОГЕННАЯ

Истоки современных представлений о происхождении нефти возникли в 1730—начале 18 вв. М.В. Ломоносов заложил гипотезы органического происхождения нефти, объясняя её образование воздействием «подземного огня» на «окаменелые уголья», в результате чего, по его мнению, образовывались асфальты, нефти и «каменные масла».

Идея о минеральном происхождении нефти впервые была высказана А. Гумбольдтом в 1808 году. Развитие химии, эксперименты по неорганическому синтезу углеводородов, проведенные М. Бертло (1866), Г. Биассоном (1871), послужили отправной точкой для развития гипотезы минерального происхождения. Французский химик Пьер Эжен Марселен Бертло (1824—1907) синтезировал огромное число органических соединений, относящихся к различным классам. Взаимодействием глицерина и жирных кислот он получил аналог природных жиров, доказав возможности их синтеза неорганическим путём.

Дмитрий Иванович Менделеев, придерживавшийся до 1860 года представлений об органическом происхождении нефти, в 1861 году сформулировал известную гипотезу ее минерального происхождения, согласно которой нефть образуется на больших глубинах при высокой температуре вследствие взаимодействия воды с карбидами металлов.

Д.И. Менделеев считал, что основой процесса образования УВ – взаимодействие карбидов глубинных металлов с водой, которая проникает по трещинам с поверхности на большую глубину



или в общем виде



Образовавшиеся в газообразном состоянии УВ поднимались затем в верхнюю холодную часть земной коры, где конденсировались и накапливались в пористых осадочных породах. В настоящее время предположение Д.И. Менделеева подтвердилось, в глубинных породах найдены карбиды ряда элементов ( $\text{Al}_3\text{C}$ ,  $\text{SiC}$ ,  $\text{Ti}_2\text{C}_3$ ,  $\text{CaC}$ ,  $\text{MgC}$ ). Но крупных скоплений они не образуют – это мельчайшие (доли миллиметра) редко встречающиеся выделения.

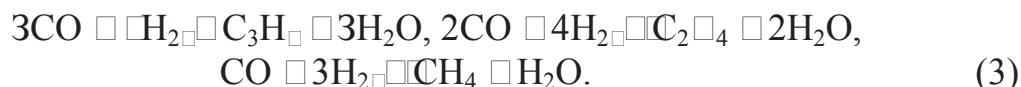
### 3.3. КОСМИЧЕСКАЯ ГИПОТЕЗА М.А. СОКОЛОВА

В 1992 году М.А. Соколов выдвинул гипотезу космического происхождения нефти. Суть её – минеральный синтез УВ из простых веществ на космической стадии формирования Земли. Предполагалось, что образовавшиеся углеводороды находились в газовой оболочке, а по мере остывания поглощались породами формировавшейся земной коры. Высвобождаясь затем из остывавших магматических пород, углеводороды поднимались в верхнюю часть земной коры, где образовывали скопления. В основе этой гипотезы были данные о наличии углерода и водорода в хвостах комет и углеводородов в метеоритах.

#### 3.3.3. ГИПОТЕЗА Н.А. КУДРЯВЦЕВА

В первой половине XX века поиски нефти велись во всем мире, исходя из представлений о ее органическом происхождении. Большое внимание привлекала гипотеза Н.А. Кудрявцева. Сущность её в том, что нефть и газ образуются в глубинных зонах Земли по реакции  $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2$ , а также полимеризация радикалов  $\text{CH}_3$ ,  $\text{C}_2\text{H}_5$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ . Считалось, что образование УВ происходит из реакционной смеси в

раздробленных глубинными разломами участках литосферы. Прорыв находящихся под высоким давлением УВ вверх, в осадочную толщу, приводит к образованию залежей нефти и газа. Доказательство – реакции Фишера–Тропша



### 3.3. ОРГАНОГЕННАЯ ТЕОРИЯ СЕГОДНЯ

В настоящее время преобладающая часть ученых, химиков, геохимиков и геологов считает наиболее обоснованными представления об органическом генезисе нефти, хотя имеются ученые, которые до сих пор отдают предпочтение минеральной гипотезе ее образования. Все гипотезы минерального происхождения нефти объединяет идея синтеза углеводородов, кислородо-, серо- и азотсодержащих компонентов нефти из простых исходных веществ  $\text{C}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{O}_2\text{O}$  и радикалов при высоких температурах и взаимодействии продуктов синтеза с минеральной частью глубинных пород.

### 3.3. АБИОГЕННАЯ ГИПОТЕЗА

Однако по мере углубления знаний о строении нефти отчетливо выявились глубокие различия в составе природных и синтетических углеводородных смесей. Последние практически не содержат широко представленных в нефти сложно построенных углеводородных молекул, насыщенных структурных аналогов компонентов живого вещества – жирных кислот, терпанов, стиролов и т. д.

Ряд аргументов сторонников минерального происхождения нефти основан на термодинамических расчетах. Е.Б. Чикалюк попытался определить температуру нефтеобразования по соотношению между некоторыми изомерными углеводородами, допуская, что высокотемпературный синтез приводит к образованию термодинамически равновесных смесей. Рассчитанная таким образом температура нефтеобразования составила  $400-900^\circ\text{C}$ , что соответствует температуре глубинной зоне  $1000-1600\text{ km}$  в пределах верхней мантии Земли.

Основные положения теории неорганического происхождения нефти

- 1) нефтяное вещество возникает в процессе соединения водорода и углерода, которые имеют неорганическую природу
- 2) нефтяные УВ – метан, этан и их более сложные модификации, включая нефть, образуются внутри Земли

3) из глубин Земли метан, этан и другие нефтяные УВ поднимаются по трещинам развитых нарушений во время ее дегазации, и достигнув верхних частей земной коры, они преобразуются в нефтяные и газовые месторождения.

Слабые стороны глубинной, или магматической, гипотезы о неорганическом происхождении нефти

1) недостаточная изученность качественного и количественного состава нефтяных УВ, которые поднимаются из Земли во время ее дегазации, что сдерживает вывод об их достаточности для формирования месторождений

2) неопределенность закономерностей поступления нефтяных УВ из внутренних частей Земли – сплошными потоками или пульсирующими

3) отсутствие объяснений преимущественной концентрации нефтяных и газовых месторождений в местах накопления осадочных пород (геосинклиналии, рифтогены, синеклизы и др.) и их случайных находений в районах распространения кристаллических пород (кристаллические щиты, массивы и другие блоки).

### **3.3. АРГУМЕНТЫ В ПОЛЬЗУ БИОГЕННОЙ ТЕОРИИ**

Энглер в 1900 году при перегонке сельевого жира получил коричневого цвета масла, горючие газы и воду. В легкой фракции масел содержались углеводороды от  $C_1$  до  $C_9$ , во фракции больше 30°C парафины, нафтены, олефины и ароматические углеводороды. Возникла гипотеза образования нефти из жиров животного происхождения.

В 1919 г. Н.Д. Зелинский подвергнул перегонке озерный сапропелевый ил, почти нацело состоявший из растительного материала – остатков планктонных водорослей с высоким содержанием липидов. При этом были получены кокс, смолы, газ и пирогенетическая вода. Газ состоял из  $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$  и  $N_2$ . Смола содержала бензин, керосин и тяжелые смолистые вещества. В бензине были обнаружены алканы, нафтены и арены. В керосине преобладали циклические полиметиленовые углеводороды. Полученная смесь углеводородов во многом была сходна с природной нефтью, тяжелые фракции обладали оптической активностью.

Напомним, что оптическая активность, это одно из фундаментальных свойств, общих для живого вещества, продуктов его преобразования и природных нефти. При минеральном синтезе углеводородов возникают рацемические смеси, не обладающие оптической активностью, поскольку они не содержат равное количество лево- и правовращающихся молекул, что выгодно с позиций термодинамики (такая смесь характеризуется максимумом энтропии).

Для живой природы, напротив, характерна зеркальная асимметрия — все биогенные аминокислоты — левые, сахара — правые зеркальные изомеры. Оптическая асимметрия органических молекул — достаточное основание для утверждения о наличии живого вещества или продуктов его посмертного преобразования. С этих позиций оптически активная нефть может быть только продуктом биосферы, а не минерального синтеза. Оптическая активность нефти связана главным образом с углеводородами типа тритерпанов и стеранов.

Получение оптически активных нефтеподобных продуктов при перегонке органического вещества планктонных водорослей послужило основой для гипотезы происхождения нефти из растительного материала. Этому способствовали и геологические исследования. При поисках и разведке нефтяных месторождений геологи уже в 1920-х гг. стали отмечать частую приуроченность нефтяных залежей к древним морским отложениям, обогащенным сапропелевым органическим веществом, которые были названы нефтематеринскими.

Начиная с работ А.Д. Архангельского (1920 г.) и П.Д. Траска (1926–1932 гг.) развернулись исследования органического вещества современных осадков и древних осадочных пород. Значительное влияние на направление исследований оказал И.М. Губкин.

Иван Михайлович Губкин (1881–1939), это знаменитый советский геолог, в труде «Учение о нефти» 1932 г. изложил свои представления о происхождении нефти, условиях формировании нефтяных месторождений. Разработал вопросы первичности и вторичности нефтяных залежей, миграции нефти и газа, классификация нефтяных залежей и закономерность их распределения. Он подчеркивал, что широкое региональное распространение месторождений нефти в осадочных толщах заставляет отбросить любые возможные экзотические источники для образования нефти и считать, что источником нефти может быть только широко распространенное в осадочных породах рассеянное органическое вещество смешанного растительно-животного происхождения.

Детальные исследования выявили все большие черты сходства между углеводородами рассеянного органического вещества осадочных пород, названных Н.Б. Вассоевичем микронефтью, и нефти из ее месторождений. Им же высказана идея об унаследованных от животного вещества биомолекулах («химических ископаемых», по аналогии с палеонтологическими).

В настоящее время академик В.А. Конторович проводит фундаментальное изучение биогенного направления в происхождении нефти. Им проделана огромная работа в направлении развития теории нафтодигенеза. Проводятся исследования, детально и аргументировано пока-

зывающие весь путь от накопления органического материала в осадках до формирования месторождений нефти и газа.

Важными «биогенными метками» в нефтях являются свойственные живому веществу многие изопреноидные углеводороды, возникновение которых связывают с фитолом – периферическим структурным элементом молекулы хлорофилла. Благодаря большому сходству в молекулярной структуре между стероидами и стеранами, тритерпеноидами и тритерпанами живого вещества и нефти, их присутствие является надежным показателем органического генезиса нефти. По стереохимическим особенностям нефтяные стераны и тритерпаны все-таки несколько отличаются от исходных биологических соединений, что связано с изменениями при термическом превращении пространственного строения одного или нескольких хиральных центров биомолекул. Пентациклические тритерпены встречаются в основном в наземных растениях. В органическом веществе морских осадочных пород и в нефти распространены тетрациклические углеводороды – стераны, свойственные синезеленым планктонным водорослям, которые явились одним из основных биопродуцентов при накоплении сапропелевого органического вещества в морских осадков в течение всего геологического времени.

К унаследованным биогенным структурам относятся и нормальные алканы. Содержание их в нефти достигает 1–1% а иногда и 3%. Свидетельством образования н-алканов из биогенных жирных кислот являются случаи преобладания в малопреобразованных нефти н-алканов с нечетным числом атомов углеводородов над «четными». Для живого вещества и образованного из него органического вещества осадков всегда характерно преобладание жирных кислот с четным числом атомов углерода. Постепенное слаживание этих первичных генетических признаков до примерно одинаковой концентрации «четных» и «нечетных» н-алканов и в органическом веществе нефти материнских пород и нефтезалежей происходит по мере нарастания глубины и температуры в недрах вследствие вторичных реакций.

Таким образом, все химические, геохимические и геологические данные с несомненностью свидетельствуют об органическом происхождении нефти.

Основы органической теории следующие:

- 1) нефтяное вещество имеет исключительно биогенное происхождение
- 2) нефть возникла как следствие деструктивного преобразования (метаморфизма) остатков растений и животных, погребенных в толщах осадочных пород (песков, глин, известняков и др.)

3) преобразование остатков растений и животных происходило не во всех осадочных породах, а только в наиболее обогащенных биогенной органикой, которые имеют название нефтематеринских или нефтеобразующих слоев (свит) □

4) в нефтематеринских слоях (свитах) нефть образовывалась уже в готовом виде в форме дисперсно-рассеянных капелек, называемых частичками микронефти (И.М. Губкин, 1932, Вассоевич Н.Б., 19□9) □

□) после завершения формирования дисперсные капельки микро-нефти должны выходить из нефтеобразующих осадочных слоев и двигаться в толщах соседних осадочных пород до тех пор, пока не попадут в ловушки, где будут накапливаться и преобразовываться в нефтяные или газовые месторождения.

Приверженность современных геологов к органической теории происхождения нефти связано не только с тем, что основные постулаты этой теории подтверждаются практическими результатами, а именно, открытием огромных запасов нефти и газа в осадочных бассейнах и установленная связь нефтематеринских свит пространственно с месторождениями нефти и газа, но и по той причине, что молекулы органического вещества, слагающие нефть не могут существовать в природе при температурах больших 1□□ °С, а значит и представить их транзит из недр Земли через области очень высоких температур без уничтожения этих молекул очень затруднительно.

Можно конечно представить подъём из глубин водорода и участие его в формировании нефти, но это не будет аргументом, отрицающим возникновения основных компонентов нефти из органического вещества, захороненного в осадочных породах.

А раз есть теория, достаточно просто объясняющая происхождения нефти, подтверждённая открытиями геологов, то и незачем придумывать более сложные системы объяснений. Тем не менее, для развития творческой мысли читающих данное учебное пособие далее по тексту приведены некоторые современные, произвольно выбранные гипотезы, которые рассматривают происхождение нефти исходя из некоторых других доводов, кажущихся их авторам достаточно убедительными. Приведенные гипотезы выбраны произвольно и этот обзор ни в коем случае не претендует на полноту освещения данного вопроса.

### 3.3.□ НЕКОТОРЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ГИПОТЕЗЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

#### 3.3.□1. СИНТЕЗ МЕТАНА ИЗ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА МОРСКОЙ ВОДЫ В РАЙОНЕ СРЕДИННО-ОКЕАНИЧЕСКИХ ХРЕБТОВ

Существует гипотеза происхождения газов, в частности метана абиогенным способом в районах срединно-океанических хребтов (рис. 3.2). Естественное выделение метана установлено в рифтовых долинах Мирового океана через так называемые черные курильщики – глубинные гидротермальные источники, расположенные на срединно-океанических хребтах в земной коре. Вокруг этих источников отсутствуют осадочные породы.

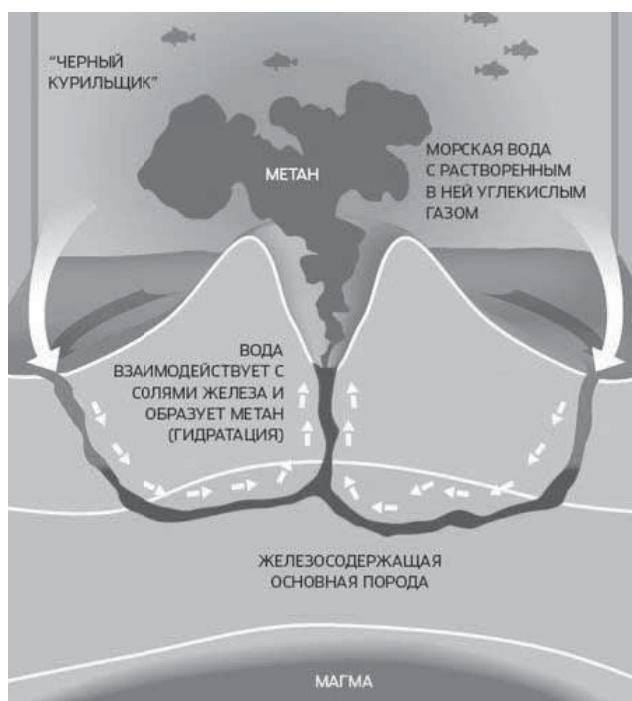


Рис. □□ Гипотеза синтеза метана на глубинах и выход его на дне океана  
Черные курильщики по [10][11][12][13][14]

По мнению авторов, метан образуется здесь минеральным путем за счет гидратации железосодержащих основных пород морскими водами с растворенным углекислым газом. В результате взаимодействия сульфатов железа с такой водой образуется метан, оксид железа и гидросиликат магния и выделяется энергия. Это и приводит к тому, что с океанских глубин выбрасывается темная, горячая, насыщенная минералами и метаном вода. Масштаб этого явления оценивается в 1□ млн т метана в год□

Рассмотрим в качестве примера формирования новых гипотез происхождения нефти гипотезу И.И. Чебаненко и др., 19<sup>6</sup>).

### 3.3. ОСАДОЧНО-НЕОРГАНИЧЕСКАЯ ГИПОТЕЗА

В последние годы появляются гипотезы, пытающиеся объединить органическую и неорганическую теории происхождения нефти и газа. Одной из таких гипотез является разработка ряда авторов из Украины (И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.С. Токовенко и Н.И. Евдошку). Их взгляды показаны на рис. 3.3).

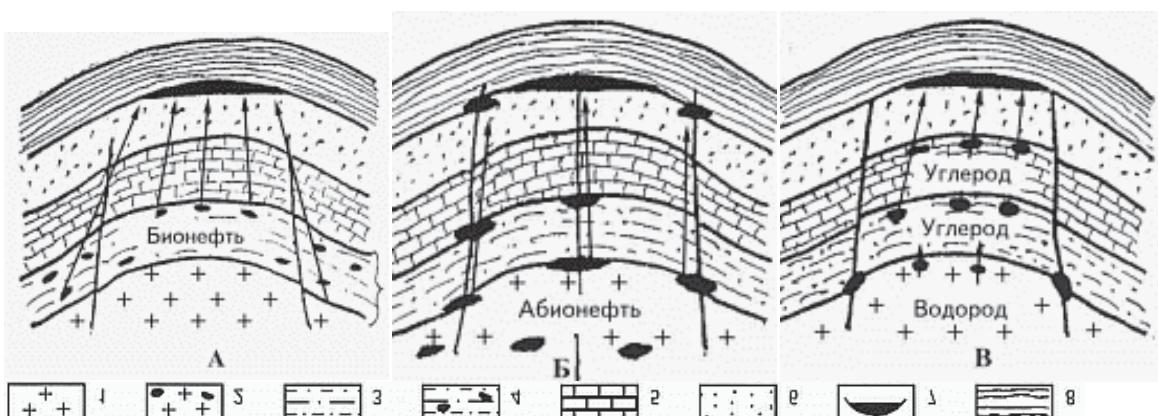


Рис. 3.3 Схемы формирования нефтяных и газовых месторождений по органической А, магматически-неорганической Б и осадочно-неорганической В гипотезам (по И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.С. Токовенко ИГН НАН Украины и Н.И. Евдошук Геолком Украины)

На А показана геологическая схема образования нефтяных и газовых месторождений в соответствии с исходными положениями органической теории. На Б приведена схема образования нефтяных и газовых месторождений, составленная на основании теории о неорганическом происхождении нефти. На В показано формирования нефтяных и газовых месторождений (нефть как продукт синтеза H<sub>2</sub> и C (не на глубинах, а в приповерхностных участках Земли). Основа гипотезы – нефтяные УВ формируются в верхних участках земной коры, где глубинный водород (а не готовые нефтяные УВ) соединяется с седиментогенным углеродом.

Вот некоторые аргументы этих авторов (по Чебаненко И.И., Довжок Е.М., Клочко В.П., Пономаренко М.И., 19<sup>6</sup>). По их осадочно-неорганической гипотезе постулируется представление о нефти как продукте синтеза водорода и углерода, который происходит не на глубинах, а в приповерхностных участках Земли. Эта гипотеза не является компромиссной между двумя предыдущими – органической и магматиче-

ски-неорганической. В ней отсутствуют такие понятия как нефтематеринские слои и такие представления, как подъем готовых нефтяных УВ из глубинных частей Земли. Основной постулат этой гипотезы – нефтяные УВ формируются в верхних участках земной коры, где глубинный водород (а не готовые нефтяные УВ) соединяется с седиментогенным углеродом.

Преобладающее большинство нефтяных и газовых месторождений мира размещено в местах больших скоплений осадочных пород, т. е. в геосинклиналях, рифтогенах и других впадинах земной коры потому, что именно в этих геоструктурах сосредоточены крупные массы углерода, необходимого для соединения с водородом. Во-вторых, именно к этим геологическим регионам по зонам глубинных разломов поступают самые большие количества ювенильного водорода.

Преимуществом осадочно-неорганической теории (по И.И. Чебаненко и др.) перед неорганической (магматически-неорганической в их редакции) является то, что в первой речь идет только о водороде (положение о наличии которого в глубинах Земли не нуждается в доказательствах), тогда как постулат абиогенной гипотезы о поступлении уже готовых нефтяных УВ из глубин Земли еще требует подтверждения, особенно в их качественном и количественном отношении.

По гипотезе осадочно-неорганического образования нефти процесс соединения водорода с углеродом, являясь основой этой гипотезы, происходит в недрах нашей планеты постоянно, а значит – запасы нефти такого происхождения почти неисчерпаемы.

В нефтяной геологии давно замечено такое интересное явление, как частичное, а возможно, и полное «восстановление» нефтяных и газовых месторождений, которые были когда-то использованы, т. е. истощены разработкой. Они подновляются водородом.

Ювенильный водород поступает из глубин Земли в наибольших количествах по зонам глубинных разломов, а наибольшие объемы углерода сосредоточены в мощных толщах осадочных формаций. И.И. Чебаненко и др. пришли к выводу, что наиболее перспективными для выявления нефтяных и газовых месторождений будут зоны глубинных разломов (и их разветвления), геосинклиналей (орогенов), рифтогенов, синеклиз, краевых частей платформ, щитов, массивов и других блоков земной коры, что авторы этой гипотезы доказывают, как они утверждают, уже много лет.

### **3.3.□ КРАТКИЕ ВЫВОДЫ**

Если попытаться рассмотреть предложенные теории и гипотезы происхождения нефти и газа, то нефть наиболее доказано, что нефть имеет органогенное происхождение за счёт преобразования захороненного ОВ в осадочных породах (доманикиты, сапропелиты). Газ возникает в тех же, что и нефть условиях осадочного бассейна. Кроме этого, вероятно, газ в некотором количестве возникает, в том числе, и за счёт соединения идущего из глубин водорода с углеродом пород (по И.И. Чебаненко).

По мнению автора пособия, газ возникает в результате соединения водорода, идущего из глубин с углеродом ОВ пород осадочного происхождения не как считают И.И. Чебаненко и др. на небольших глубинах, а именно на больших глубинах. Там, идущий из мантии ювенильный водород взаимодействует с углеродом ОВ, оставшегося после образования нефти в стадию ГФН и газа в стадию ГФГ, до превращения ОВ в зоне метагенеза в графит. Там весь ювенильный водород и расходуется на небольшие глубины (как считают И.И. Чебаненко и др.) уже не поднимается. Таким образом, метан образуется не осадочно-неорганическим путём, а неорганически-органическим путём.

В добавление к гипотезе И.И. Чебаненко и др. – часть водорода, поднимающаяся вдоль разломов не успевает вступить в соединение с углеродом ОВ в зоне метагенеза с продуцированием метана, а поднимается и взаимодействует с захороненным ОВ уже в зоне ГФН и в более высоких гипсометрически уровнях, давая нефть неорганическо-органического происхождения.

Таким образом, кроме гипотезы органогенной, неорганической общепринятых и осадочно-неорганической (по И.И. Чебаненко, В.П. Клочко, В.С. Токовенко (ИГН НАН Украины), Н.И. Евдошук (Геолком Украины), рассмотренных в данном пособии, уже только на основании изложенных выше теории и гипотез можно сформулировать обобщённую гипотезу автора пособия, а именно неорганическо-органическую, которая выступает частным случаем, дополнением к осадочной теории, разработанной нашими великими соотечественниками. Автор пособия привёл свои рассуждения только для того, чтобы показать изучающим данное пособие, что на основании только логических рассуждений каждый вдумчивый учёный, даже вдумчивый студент, могут внести свои дополнения к уже существующим теориям и гипотезам в геологии, и тем самым пробудить читающих данный материал к творческому научному подходу к исследованиям в геологии нашей планеты, которая ещё до конца не изучена и где можно приложить своё творче-

ское воображение. Любая гипотеза требует подтверждения в виде научных экспериментов, а приведенные гипотезы украинских авторов и рассуждения автора гипотезы их лишены, что не исключает попадания этих рассуждений в область возможного, но, лишенное доказательств, в настоящий момент не имеет актуальности.

Дело в пропорции. Если возникшая по осадочной теории нефть даёт большую часть запасов нефти планеты Земля, то осадочно-неораническая её составляющая (по И.И. Чебаненко и др.) и осадочно-неоганически-органическая (по автору пособия) составляют, вероятно, первые проценты, хотя и они имеют значение, особенно в предстоящем столетии, при исчерпании основных запасов нефти, находящейся в настоящее время в осадочных бассейнах и возникшей по органической теории.

Итак, из существующих в настоящее время наиболее близки автору пособия следующие взгляды □

1. Нефть на планете Земля имеет в основном органогенное происхождение. Все постулаты органической теории правильные.

2. Неоганическая теория, как она сегодня сформулирована, недостаточно обоснована и не имеет преимуществ перед органической теорией.

3. Осадочно-неоганическая гипотеза И.И. Чебаненко и др. о том, что нефтяные УВ формируются в верхних участках земной коры, где глубинный водород (а не готовые нефтяные УВ) соединяется с седиментогенным углеродом правдоподобна, но не имеет научных доказательств. Количество продуцируемой таким образом нефти, вероятно, если и имеет место, то имеет подчиненное по отношению к нефти, возникшей по теории органической происхождения, положение.

4. По мнению автора пособия, если просто логически порассуждать в рамках предложенной И.И. Чебаненко и др. гипотезы, то можно предположить, что синтез ювенильного водорода с углеродом ОВ пород с продуцированием природного газа ниже зоны ГФГ имеет место в зоне метагенеза, в зоне «газового дыхания», где весь ювенильный водород и расходуется на эту реакцию. Количество такого газа невелико.

□ Часть водорода, проникающая в кору Земли вдоль глубинных разломов и не израсходованная на синтез метана в зоне метагенеза, вступает в соединение с захороненным углеродом, входящим в состав ОВ пород уже в зоне ГФН и на более высоких гипсометрических уровнях, давая нефть и газ не осадочно-неоганическую, как у И.И. Чебаненко и др., а неоганически-органическую. Количество таких нефти и газа, вероятно, также невелико.

Как бы то ни было, в настоящее время аргументирована и научно доказана теория осадочного или биогенного происхождения нефти. Неорганическая или абиогенная гипотеза не имеет такой развернутой доказательной базы, равно как приведённая в качестве примера полёта научной мысли гипотеза И.И. Чебаненко с соавторами, на основании которой автор пособия позволил себе порассуждать о возможных модификациях этой гипотезы и сформулировал её возможные положения.

Итак, основные запасы нефти и газа в настоящее время обнаруживаются по положениям теории органического происхождения нефти. Её основной постулат – нефть образуется из органического вещества, захороненного в нефтематеринских свитах, в зоне катагенеза органическое вещество отмерших организмов преобразуется в нефть, которая мигрирует по резервуарам в сторону ловушек, где формирует месторождения нефти и газа.

### 3.□ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Породы-коллекторы, это – горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке. Абсолютное большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются как терригенные (пески, алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы), так и карбонатные породы (известняки, мел, доломиты).

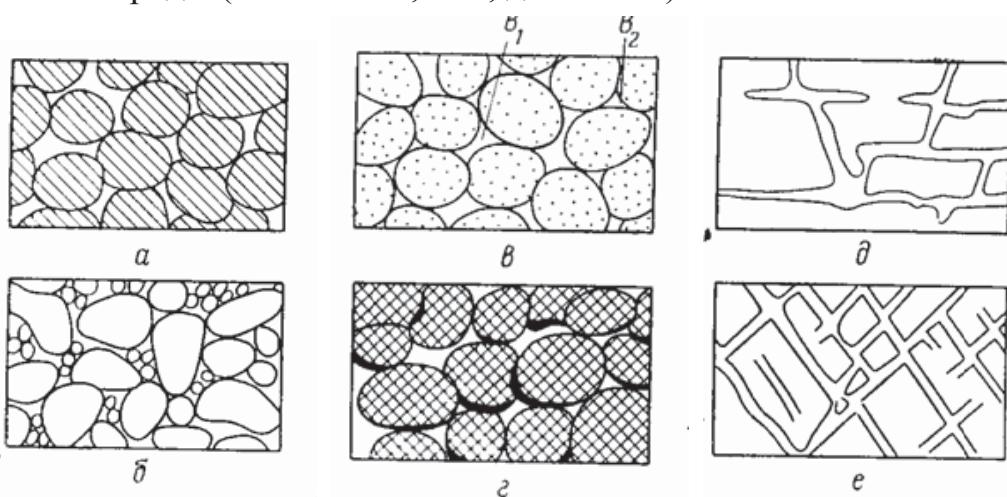


Рис. 4. Виды коллекторов. а, б, в, г – поровые коллекторы  
 а – высокопористый, образованный хорошо отсортированными частицами;  
 б – плохо отсортированная низкопористая порода, в – хорошо отсортированная высокопористая порода сложенная проницаемыми частицами  
 г – поры сообщающиеся, в – поры закрытые, г – хорошо отсортированная ментированная порода, д – каверновые поры, е – трещинные поры  
 по [1].

Различают несколько видов пустотного пространства. Это поры, каверны и трещины.

**Поры** – пространство между отдельными зернами, слагающими горную породу (рис. 3.4 и 3.□).

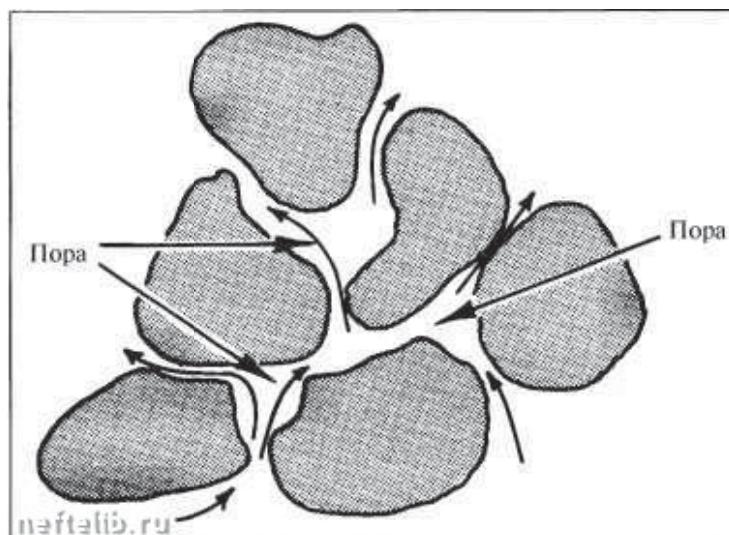


Рис. □□ Движение флюидов по порам в песчанике  
по [neftelib.ru](#) 41

**Каверны** – сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания (рис. 3.6). Они развиваются в участках сгущения трещин. При этом растворяется небольшой участок породы – каверна. Каверны могут быть частично заполнены (рис. 3.6 и 3.□).

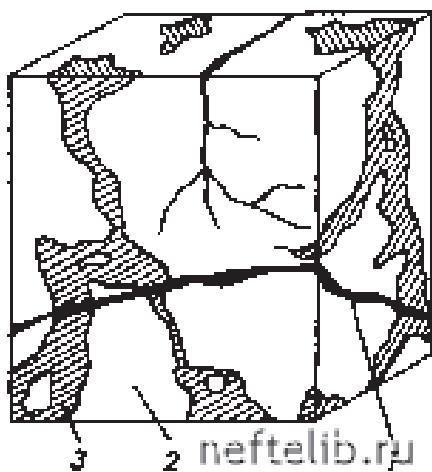


Рис. □6. Каверны прорисованы.  
Видны эффективные трещины.  
Каверны показаны наклонными линиями

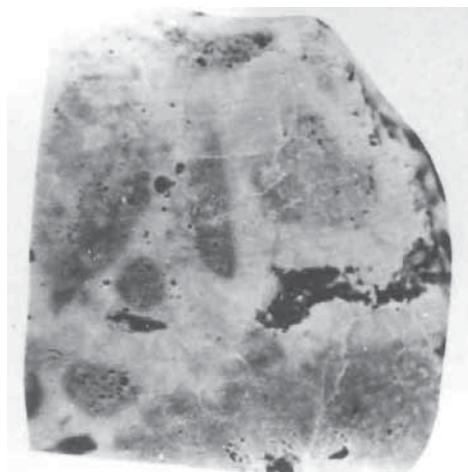


Рис. □□ Доломит замещения. Первичный доломит серый, доломит второй генерации белый, он частично заполняет первичные каверны. Видны эффективные трещины. Каверны – черные

**Трешины** – разрывы сплошности горных пород, обусловленные в основном тектонической деятельностью. Они либо выполнены вторичными минералами, либо открытые, или эффективные, т. е. через них может перемещаться жидкий флюид (рис. 3.□).



Рис. □□ Эффективные трещины в верхнедевонских кремнеаргиллитах с линзами известняков

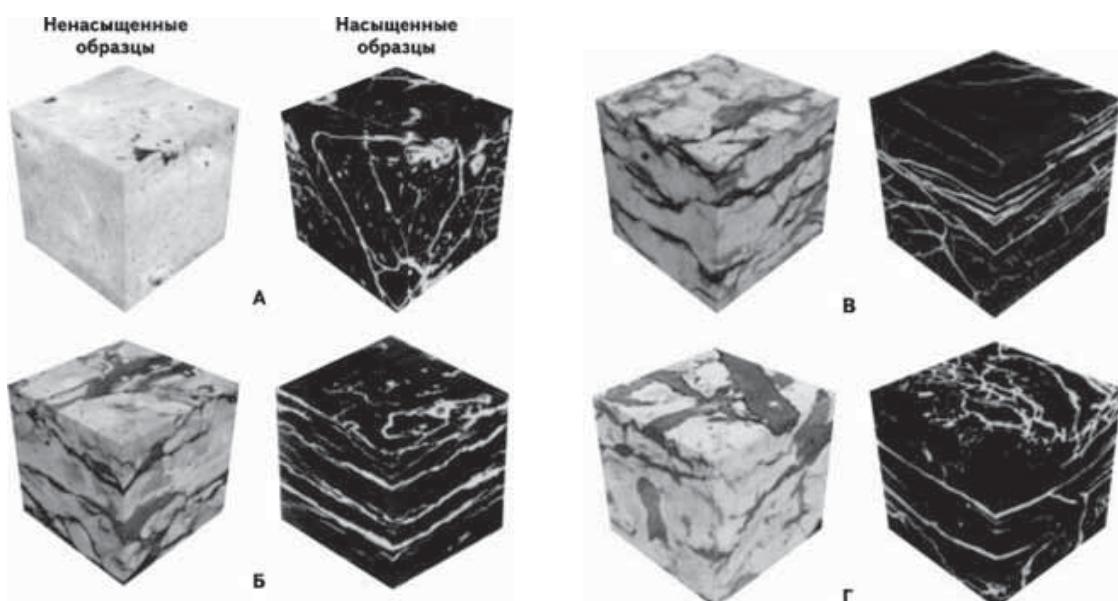


Рис.□9. Кубики карбонатных и кремнисто[карбонатно]глинистых пород, насыщенные люминофором. Показаны пары. На втором кубике в паре видно свечение люминофора по эффективным трещинам [по К.И. Багринцевой, □□□4]

На рисунках показаны способы изучения трещин в образцах произвольной формы (рис. 3.□, фото автора) и пропитанных люминофором, который светится в ультрафиолете (рис. 3.9 на фото – светлые полости).

Породы-коллекторы характеризуются двумя признаками – емкостью (пористостью) и проницаемостью, т. е. системой таких пор, трещин и каверн, через которые возможно движение пластовых флюидов (газа, нефти и воды). Далеко не все породы, обладающие емкостью, являются проницаемыми для нефти и газа, т. е. коллекторами. Поэтому при изучении коллекторских свойств горных пород определяют не только их ем-

кость, но и проницаемость. Проницаемость горных пород зависит от по-перечных (к направлению движения флюидов) размеров пустот в породе.

По размерам все пустоты или поры делятся на сверхкапиллярные ( $0,0,0$  мм), капиллярные ( $0,0-0,02$  мм), субкапиллярные ( $0,0,02$  мм).

В сверхкапиллярных порах движение воды подчинено законам гидравлики. Вода, нефть и газ в них свободно перемещаются под действием гравитационных сил молекулярного сцепления. Субкапиллярные поры характерны для глинистых пород, которые являются водо- и нефтегазоупорными. Фильтрация воды по таким породам невозможна. Движение нефти в пласте осуществляется лишь по сообщающимся между собой поровым каналам размером  $0,0,02$  мм.

Субкапиллярные каналы, как наиболее крупные, пропускают нефть, воду и газ, капиллярные каналы пропускают флюиды при участии капиллярных сил, субкапиллярные для флюидов практически не-проницаемы (например, глинистые сланцы).

По генезису поры делятся на первичные, сформированные при осадконакоплении, например, в песчаниках, либо вторичные, развитые в зонах дробления, растворения, проявления вторичных процессов, таких как доломитизация, окремнение и выщелачивание.

Все коллекторы по характеру пустот подразделяются на три типа — **гранулярные** (только обломочные горные породы), **трещинные** (любые горные породы) и **каверновые** (только карбонатные породы).

1) гранулярные песчано-алевритовые породы, обладающие меж-гранулярной (межзерновой) пористостью и проницаемостью, а также известняки и доломиты с межоолитовой пористостью.

2) трещинные, приуроченные к породам с разным литологическим составом – известнякам, доломитам, сцементированным песчаникам, глинистым сланцам, а также к кристаллическим породам.

3) кавернозные, обычно связанные с карбонатными породами, а иногда с песчаниками.

Приведем краткое описание пород, в которых могут быть развиты породы-коллекторы.

**Пески и песчаники** состоят из обломков минералов и горных пород размером от 1 мм до  $0,1$  мм. По размеру зерен они подразделяются на крупнозернистые ( $1-0,1$  мм), среднезернистые ( $0,0-0,2$  мм) и мелко-зернистые ( $0,2-0,1$  мм). В зависимости от состава минеральных зерен различают мономинеральные и полимиктовые пески и песчаники.

**Алевриты и алевролиты** – тонкозернистые (крупность зерен от  $0,1$  мм до  $0,01$  мм) обломочные породы весьма разнообразного состава, рыхлые (алевролиты) и сцементированные (алевролиты). По происхож-

дению алевролиты не отличаются от песчаных пород и образуются в море, в реках и имеют эоловое происхождение.

**Известняки и доломиты** – осадочные преимущественно морские образования, состоящие главным образом из кальцита и кальцитовых скелетных остатков организмов или заместивших их молекул доломита. Известняки органического происхождения образованы известняковыми раковинами и внутренними скелетами различных животных и растений. Осаждаются они на дне морей и озер. По внешнему виду представляют собой массивные пористые и плотные породы. В зависимости от преобладания в составе пород тех или иных остатков растений и животных среди них различают коралловые (образовавшиеся в результате жизнедеятельности коралловых колониальных полипов), ракушняки (состоящие целиком из раковин моллюсков) т. д. Известняки химического происхождения возникают при отложении из растворов. Типичными представителями этого типа являются известняковые туфы (травертины), образующие на суше в результате выпадения извести из под некоторых источников.

Другая разновидность – оолитовые известняки, образующиеся в зоне подвижных морских вод при осаждении кальцита и растворов вокруг центра кристаллизации (пузырьков воздуха, пылинок и др.).

Доломит – порода, состоящая на 90% из минерала  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . Для доломита характерна примесь кальцита, гипса, магнезита, кремнезема, окислов железа и других веществ, выпадающих из растворов при образовании осадков или диагенеза. По внешнему виду доломиты похожи на известняки, но почти не вступают в реакцию с холодной соляной кислотой. Окраска доломита в основном светло-желтоватых, красноватых и зеленоватых оттенков. Характерны высокая пористость, трещиноватость и кавернозность, часто за счет выщелачивания раковин.

### 3. ПОРИСТОСТЬ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ

Емкость порового коллектора называется **пористостью**. Для характеристики величины пористости употребляется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляет поры.

Различают **общую** и **открытую** и **эффективную** пористость. Общая (полная абсолютная) пористость – это объем всех пор в породе. Соответственно коэффициент общей пористости представляет собой отношение объема всех пор к объему породы. Общая пористость определяется по формуле (4).

$$\phi = \frac{V_p}{V_s} \times 100\%, \quad (4)$$

где  $V_1$  – общий объем всех пор в породе,  $\text{m}^3$ ;  $V_2$  – объем породы,  $\text{m}^3$ . Она выражается в процентах (коэффициенты пористости в долях единицы).

При промышленной оценке залежи нефти и газа принимается во внимание открытая пористость.

Открытая пористость, это объем только тех пор, которые связаны, сообщаются между собой. Она характеризуется коэффициентом открытой пористости – отношением суммарного объема ( $\square_1$ ) открытых пор к объему образца породы ( $\square_2$ ).

В нефтяной геологии наряду с понятиями общая и открытая пористость, существует понятие эффективная пористость. Она определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Неэффективными считают субкапиллярные и изолированные поры.

Коэффициентом эффективной пористости ( $K_{\text{эфф}}$ ) называется отношение объема пор ( $\square_{\text{эфф}}$ ), через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления к объему ( $\square_{\text{обр}}$ ) образца горной породы ( $K_{\text{эфф}} = \frac{\square_{\text{эфф}}}{\square_{\text{обр}}}$ ). В практике геологоразведочных работ коэффициент эффективной пористости определяется как разность открытой пористости и остаточной водонасыщенности пород ( $K_{\text{эфф}} = K_o - O_w$ ), где  $K_{\text{эфф}}$  – коэффициент эффективной пористости,  $K_o$  – коэффициент открытой пористости,  $O_w$  – остаточная водонасыщенность. Предполагается, что остаточная вода приурочена к субкапиллярным каналам и по вторичным новообразованиям глинистых минералов, таких как каолинит.

Таким образом, под эффективной пористостью нефтесодержащей породы понимается отношение объема пор, через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления.

Для пород, состоящих из неодинаковых по размеру обломков (конгломератов, глинистых песчаников), пористость резко снижается, так как мелкие зерна заполняют промежутки между крупными зернами, уменьшая тем самым объем порового пространства.

Величина пористости горных пород может достигать 4–5 %. Так, газоносные алевролиты (алевриты) местоскоплений Ставрополья имеют пористость 3–4 %. Наиболее распространенные значения пористости нефтеносных песчаников Русской платформы составляют 1–24 %.

При разработке местоскоплений нефти и газа применяют искусственные методы увеличение пористости путем гидроразрыва и воздействия на пласт соляной кислотой, что приводит к разрушению перегородок между порами и расширению трещин.

Принцип количественной оценки емкостных свойств карбонатных (трещиноватых и кавернозных) пород такие же, как и обломочных.

### **3.□ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ**

Проницаемость, это важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать через себя жидкость и газ.

**Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления.**

Проницаемость зависит таких факторов как характер проявления вторичных или постседиментационных процессов, зависит от структуры порового пространства, степени отсортированности обломков, размера зерен, взаиморасположение частиц, укладки обломочного материала.

В международной системе СИ за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной 1 м при перепаде давления  $1 \text{ н} \cdot \text{м}^{-2}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ н} \cdot \text{сек} \cdot \text{м}^2$  составляет  $1 \text{ м}^3 \cdot \text{сек}$ . Единицей измерения проницаемости является квадратный метр ( $\text{м}^2$ ). Чаще всего для обозначения проницаемости пород используют микрометр ( $\text{мкм}^2$ ). Обычно для оценки проницаемости пользуются практической единицей Дарси, которая приблизительно в  $1 \square 2$  раз меньше, чем проницаемость в  $1 \text{ м}^2$ , или миллидарси ( $\text{мД}$ ). За единицу проницаемости в 1 Дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной 1 см при перепаде давления  $1 \text{ кг} \cdot \text{см}^{-2}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ спз}$  (сантипуаз) составляет  $1 \text{ см}^3 \cdot \text{сек}$ . Проницаемость зависит от размера и конфигурации пор (величины зерна), от плотности укладки и взаимного расположения частиц, от трещиноватости пород. В настоящее время происходит постепенный переход на новую единицу размерности, равную миллидарси, это  $1 \square 3 \text{ мкм}^2$ .

Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов очень часто резко изменяются на небольших расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах одного небольшого образца породы размер отдельных пор сильно колеблется. Характер строения и размер пор оказывают большое влияние на движение жидкостей и газа в нефтяном пласте и на величину коэффициента извлечения нефти из недр. Практически по субкаспиллярным порам жидкость не перемещается. В таких порах межмолекулярное притяжение бывает настолько велико, что для перемещения жидкости требуется чрезмерно высокий перепад давления, отсутствующий в пластовых условиях. Благодаря межмолекулярному притяжению поверхность минеральных частиц обволакивается слоем крепко связанной воды. Это вода почти полностью закрывает просветы субкаспиллярных поровых каналов. Породы с такими порами имеют абсолют-

ную проницаемость менее  $1 \text{ мД}$  и не представляют промышленного значения.

Существуют различные схемы классификации пород-коллекторов. П.П.Авдусин и М.А.Цветкова выделяют пять классов по величине эффективной пористости, в процентах □

В последнее время широкое применение получила классификация песчано-алевритовых коллекторов, предложенная А.А. Ханиным (табл. 6). Согласно этой классификации выделяется шесть классов коллекторов, различающихся по проницаемости и емкости.

Таблица 6  
*Классификация терригенных коллекторов по А.А. Ханину* □

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, □	Проница- емость по газу, (мдарси) или □□□ <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup>	Оценка коллектора по проницаемости и емкости
□	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	16,□ 29	□1□□□	Очень высокая
□□	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	1□–16,□ 26,□–29	□□□–1□□	высокая
□□□	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	11–1□ 2□,□–26,□	□□□–1□□	средняя
□□□	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	□,□–1 12–2□,□	1□□–1□	пониженная
□	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	□,□–□,□ 3,6–12	1□–1	низкая
□□	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	□,□ 2 3,3 3,6	□1	не имеет про- мышленного значения

Изучение коллекторских свойств пластов проводится по образцам керна, материалам промыслового-геофизических исследований и по данным испытания скважин на приток.

Важным показателем является абсолютная проницаемость, под которой понимают такую проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе, при условии полного заполнения порового пространства газом или жидкостью.

Если в поровом пространстве установлено более одного флюида, то проницаемость по конкретному флюиду называется эффективной. Относительная проницаемость в этом случае определяется как отношение эффективной к абсолютной проницаемости для флюида при данной насыщенности. В практике геологоразведочных работ обычно применяется классификация А.А. Ханина (табл. 6), реже классификация К.И. Багринцевой (табл. □).

Таблица □  
*Классификация значений ФЕС для пород-коллекторов, развитых  
 в карбонатных отложениях по К.И. Багринцевой, 19□6□*

Группа	Класс	Проницае- мость, $1 \square^{-3} \text{ мкм}^2 K_{\text{пр}}$	Пористость открытая, $\square K_p$	Тип коллектора
A	□	1 □□□-□□□	2□-3□	каверно-поровый и поровый
A	□□	□□□-3□□	16-3□	каверно-поровый и поровый
A	□□□	3□□-1□□	12-2□	поровый и трещинно-поровый
B	□□	1□□-□□	12-2□	поровый и трещинно-поровый
B	□	□□-1□	12-2□	поровый и трещинно-поровый
Параметры матрицы				
B	□□	1□-1	□-2□	поровый и порово-трещинный
Параметры трещин				
B	□□	3□□-1	□,1-4	порово-трещинный и трещинный
Параметры матрицы				
B	□□□	Менее 1	2-1□	Поровый и порово-трещинный
Параметры трещин				
B	□□□	3□□-1	□,1-4	Порово-трещинный и трещинный

Если А.А. Ханин выделяет 6 классов пород-коллекторов, то К.И. Багринцева выделяет □ классов пород-коллекторов. Совместно пористость и проницаемости именуют фильтрационно-емкостными свойствами пород и сокращенно записывается ФЕС.

### 3.□1. КРАТКИЕ ВЫВОДЫ

При изучении палеозойских отложений, развитых в карбонатных и кремнисто-карбонатных отложениях палеозойского возраста на территории Томской области (Нюрольский осадочный бассейн) автор данного

пособия столкнулся с тем, что классификация К.И. Багринцевой не полностью удовлетворяет параметры ФЕС, полученные по изученным скважинам и сделал некоторые добавления в её таблицу. Эти добавления касаются установленных коллекторов порового, порово-трещинного и трещинного типов. Добавления касаются нижней части таблицы. Класс  $\square\square$ , предложенный К.И. Багринцевой, заменён на класс  $\square\square\square$  с добавлением буквенных индексов. Выделенные подгруппы соответствуют реалиям ФЕС по изученному керну (табл.  $\square$ ). Добавленные три класса соответствуют породам-коллекторам, выделенным не только по значениям пористости и проницаемости, но и с учётом комплексного параметра  $R_k$  (по Л.Ф. Дементьеву, Ф.С. Акбашеву, В.М. Файнштейну, 19 $\square\square$ ), являющегося произведением логарифма проницаемости на значение пористости.

Таблица  $\square$

*Классификация значений ФЕС для пород-коллекторов, развитых в карбонатных и кремнисто-карбонатных отложениях по К.И. Багринцевой, 19 $\square\square$  с добавлениями автора пособия*

Группа	Класс	Индекс	Абсолютная проницаемость, $1\square^3 \text{ мкм}^2 K_{\text{пр}}$	Пористость открытая, $\square K_{\text{п}}$	Комплексный параметр $R_k$	Тип коллектора
A	$\square$	$\square\square$	$1\square\square-\square\square$	$2\square-3\square$	$1\square-\square 4$	каверно-поровый и поровый
A	$\square\square$	$\square\square\square$	$\square\square\square-\square\square\square$	$16-3\square$	$\square-4\square$	каверно-поровый и поровый
A	$\square\square\square$	$\square\square\square\square$	$3\square+\square\square$	$12-2\square$	$\square+\square 24$	поровый и трещинно-поровый
B	$\square\square$	$\square\square B$	$1\square+\square\square$	$12-2\square$	$\square+\square 2$	поровый и трещинно-поровый
B	$\square$	$\square B$	$\square+\square\square$	$12-2\square$	43-12	поровый и трещинно-поровый
Параметры матрицы						
B	$\square\square$	$\square\square$	$1\square-1$	$\square-2\square$	$2\square-\square$	поровый и порово-трещинный
Параметры трещин						
B	$\square\square$	$\square\square$	$3\square-\square 1$	$\square-1-4$	$1\square-\square$	порово-трещинный и трещинный
Параметры матрицы (M) и трещин (T)						
B	$\square\square$	$\square\square(M)$	$1\square-1$		$2\square-1\square$	Поровый
B	$\square\square$	$\square\square(M,T)$	$1\square-1$		$1\square-\square$	Порово-трещинный
B	$\square\square$	$\square\square(T)$	$3\square-\square\square$		$1\square-\square$	Трещинный

С применением параметра  $R_k$  те породы-коллекторы, которые К.И. Багринцева относит к классу  $\square\square\square$  переносятся в класс  $\square\square\square$  с буквенным индексом  $\square(M)$  – матрица, соответственно поровый тип коллектора,

(М, Т) и соответственно порово-трещинный тип коллектора, (Т) – трещинный тип коллектора. В таблице проницаемость взяты значения не менее 1, так как цифра меньше 1 дают отрицательный логарифм и в результате умножения со значениями пористости получается отрицательная величина.

В палеозойских отложениях Томской области эти три типа пород-коллекторов развиты – поровый в кремнисто-карбонатно-глинистых породах верхнего девона, подверженных процессам гипергенеза в зоне коры выветривания. В них перемещение флюида идет по сообщающимся порам. Порово-трещинный и трещинный развиты в известняках в различной степени подверженных процессам выщелачивания и/или доломитизации. Перемещение флюида осуществляется либо частично по порам, частично по трещинам, либо преимущественно по трещинам.

### 3. КРИОСФЕРА. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ В ПЕСЧАНИКАХ

Запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом (по М.А. Тугаровой, 2004) – в песках и песчаниках – от 6 до 100 в известняках и доломитах – от 2 до 40 в трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах – около 1 %. В странах Ближнего и Среднего Востока разрабатываются главным образом карбонатные коллекторы мезозойского возраста. На территории существовавшего СССР более 100 нефтяных и газовых залежей были приурочены к терригенным породам-коллекторам. Итак, песчаники наиболее перспективны для обнаружения в них нефти. Как же они образуются?



Рис. 1 Зона прохождения линии криосферы в горах. На переднем плане утесы покрыты зеленью, значит они находятся ниже линии криосферы

Наша планета вращается вокруг Солнца постоянно перемещаясь в безвоздушном пространстве, где почти нет вещества, и постоянная температура достигает (2,4–4,0 К, по Кельвину), что равно  $-231^{\circ}\text{C}$  (по Цельсию). Это Космический холод, от которого нас, жителей планеты Земля, отделяет наша атмосфера.

Существует воображаемая сфера, с одной стороны которой всегда будет минусовая температура, а с другой – плюсовая. Эта сфера называется **криосферой** (рис. 3.1).

Линия криосферы проходит над Землёй по всей поверхности Земли, погружаясь ниже уровня дневной почвы на полюсах и пересекая самые крупные горы, вершины которых постоянно находятся в минусовой области, т. е. в зоне отрицательных температур, в минусовой зоне криосферы. Зимой линия криосферы опускается ниже поверхности суши, на территории России её граница отодвигается на юг, летом, эта зона поднимается. Вершины гор, выходящие в зону отрицательных температур криосферы, находятся постоянно в минусовой температуре и на их поверхности оседает и не тает снег и иней. Снег и иней под действием собственного веса уплотняются и постепенно превращаются в лёд. А лёд имеет свойство текучести.

Таким образом, когда формирующиеся горы материков достигли линии криосферы, и их вершины поднялись в минусовые области температур, на них сформировались ледники, которые стали постепенно сползать вниз, в зону действия положительных температур. Там лёд стал таять и так с гор потекли первые реки и была заложена система рек и озер.

Когда же в результате эрозии континентов на дневную поверхность были выведены «плавленые» граниты, то в океаны стал переноситься обломочный материал в виде песков (формирующих в песчаники) и глин, по которым стали формироваться породы-коллекторы в песчаниках и породы-флюидоупоры в глинах (аргиллитах).

Мы не можем сказать, когда началось активное поступление в океаны кварца в виде продуктов разрушения «плавленых» гранитов, но песчаники васюганской свиты позднеюрского и ачимовской толщи раннемелового возраста на территории Западной Сибири являются продуктами разрушения именно гранитов. Песчаники являются наиболее известными породами-коллекторами нефти и газа. Так, что именно благодаря гранитам, разрушенным процессами эрозии, Россия получила такие прекрасные породы-коллекторы, в которых накопилась нефть многих месторождений Западной Сибири.

Породы-коллекторы, развиваются в песчаниках (табл. 9) ввиду очень высокой крепости минерала кварца, обломков гранитов, частично

сложенных кварцем и полевых шпатов. Эти три группы обломков составляют основу песчаников юрского и мелового возраста.

Таблица 9

*Классификация обломочных пород, дающих начало формированию пород-коллекторов в терригенных породах*

Группа пород	Размер обломков	Не сцепментированные		Сцепментированные	
		Окатанные	Не окатанные	Окатанные	Не окатанные
Грубообломочные (псефиты)	10 - 1 м	Глыбовые валуны	Глыбы	-	-
	1 м - 10 см	Валуны	Отломы (блоки)	Валунный конгломерат	Отломовая (блоковая) брекчия
	10 - 1 см	Галька	Щебень	Галечниковые конгломераты	Щебеночные брекчии
	1 см - 1 мм	Гравий	Древесина	Гравелиты	Древесники
Песчаные (псаммиты)	1,0 - 0,1 мм	Пески		Песчаники	
Пылеватые (алевриты)	0,1 - 0,001 мм	Алевриты		Алевролиты	
Глинистые (пелиты)	менее 0,001 мм	Илы, глины		Глины, аргиллиты	

Вообще же, песчаники, как указывалось выше, являются одним из наиболее распространённых типов пород-коллекторов.

### 3.□3. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Второй по распространенности группой пород-коллекторов являются карбонатные породы. Это либо рифовые постройки, либо карбонатные породы, накапливающиеся по типу глин, медленным осаждением, на огромных территориях морей и океанов.

Наиболее интересны в плане формирования пород-коллекторов в карбонатных породах, это рифы. Относительно их происхождения существует общепринятая гипотеза о подводном вулкане, вокруг которого формируется коралловый риф округлой формы. Остров начинает погружаться и риф какое-то время компенсирует погружение наращиванием карбонатной массы тела рифа. При дальнейшем погружении в какой-то

момент животные, населяющие риф из-за недостатка света умирают, и на сформировавшейся карбонатной массе по форме напоминающей каравай хлеба гигантских размеров, начинают отлагаться глинистые минералы спокойных вод глубокой части океана. В результате преобразований этой пары пород в зоне катагенеза (погружение на глубину, повышенные температура и давление) карбонатные породы рифа могут сформировать породы-коллекторы, а глинистые осадки – флюидоупор. Для формирования данной пары не требуются процессы складкообразования, как для антиклинальных структур, и обнаружение ископаемых рифов, пустотное пространство которых заполнено нефтью или газом – мечта любого геолога-нефтяника (табл. 1).

Как же возникли вулканы, на которых формировались будущие рифовые постройки и почему океаническое дно вдруг стало прогибаться. Ответом может быть привлечение для объяснения данного процесса так называемых «горячих точек».

Горячая точка, это область длительного магматизма, остающаяся почти неподвижной относительно движущихся литосферных плит. Точка периодически активизируется и происходит формирование очередного вулканического аппарата, затем точка затихает, а литосферные плиты продолжают свое движение. Наступает момент отрыва вулканического аппарата от точки, а потом точка вновь активизируется и формирует новый вулканический аппарат.

Таблица 1

*Фильтрационно-ёмкостные свойства карбонатных пород-коллекторов Прикаспийской впадины*  $\square \square \square$  классов  $K_{np} \square \square, 1 \text{ мкм}$

Исследуемый объект	Пористость, $\square$	Проницаемость, $1 \text{ мкм}^3$	Средний радиус фильтрующих пор, мкм
Прикаспийская впадина	22,1 $\square \square, \square - 24, \square$	1 $\square \square 9 \square 141,4 - 92 \square 2$	1 $\square \square 2 \square \square, \square - 2 \square, \square \square$
Жанажол	22,4 $\square 21, \square \square - 24, \square$	3 $\square 2, \square \square 141,4 - 3 \square \square 2$	13,3 $\square \square 1 \square, \square \square - 16, \square \square$
Карачагаиак	2 $\square, \square$ Неопр	2 $\square 31,4$ Не опр.	2 $\square, \square$ Не опр.

Горячая точка, это область длительного магматизма, остающаяся почти неподвижной относительно движущихся литосферных плит. Точка периодически активизируется и происходит формирование очередного вулканического аппарата, затем точка затихает, а литосферные плиты продолжают свое движение. Наступает момент отрыва вулканического

аппарата от точки, а потом точка вновь активизируется и формирует новый вулканический аппарат.

Самая известное проявления работы горячей точки – Гавайско-Императорский хребет, где ныне действующие вулканы расположены на юге (горячая точка), а цепочка потухших вулканов тянется на северо-восток, и в том же направлении увеличивается возраст вулканических пород. Вот такие «оторвавшиеся» от корня вулканические аппараты идеально подходят для формирования на их поверхности рифовых тел. Вероятно, часть рифов, в которых обнаружены месторождения нефти и газа, имело в древние времена существования нашей планеты какую-то связь с этими «горячими точками».

Оторвавшиеся от горячей точки вулканические конусы своим весом начинают давить на океаническую кору и та под ними прогибается. Рифостроящие организмы живут по периферии вулканического конуса, наращивая карбонатную массу до тех пор, пока этот потухший вулканический аппарат и наросшие на его поверхности рифовые постройки не окажутся на глубине, где жизнь рифостроителей невозможна.

Там риф умирает, его постепенно перекрывают тонкие глинистые осадки глубокой части океана и так формируется будущая пар $\square$ коллекtor в карбонатных породах рифа и покрышка в глинистых, перекрывающих его отложениях.

Большое внимание заслуживают карбонатные породы, накапливающиеся на обширных пространствах морей и океанов. Примером таких отложений, близким Западной Сибири может служить Восточная Сибирь. В докембрии на её территории Сибири осуществлялось широкое карбонатонакопление. Здесь формировались толщи осадочной доломитовой породы не рифового, а нормально-осадочного типа, т. е. развитых в виде мощных слоёв на большой площади. В кембрии море высохло и сформировалась солевая толща, являющаяся прекрасной покрышкой.

### **3.□ ПОРОДЫ ПОКРЫШКИ ФЛЮИДОУПОРЫ□**

К флюидоупорам (покрышкам) относятся плохо проницаемые породы, перекрывающие нефтяные и газовые залежи. Роль пород флюидоупоров выполняют глины, соли, гипсы, ангидриды и некоторые другие разности горных пород. Породы-покрышки различаются по характеру распространения, мощности, наличию или отсутствию нарушений сплошности, однородности сложения, плотности, проницаемости, минералогическому составу.

Наиболее широким распространением пользуются глинистые покрышки. Надежным экраном является каменная соль, которая благодаря

своей пластичности деформируется без нарушения сплошности. Ангидриты значительно более упругие, чем соль и не являются надежными экранами. Однако абсолютно непроницаемых покрышек для нефти и газа в природе не существует. На больших глубинах вследствие потери воды глинистые породы могут стать породами-коллекторами.

Приведем описание основных типов пород, являющихся флюидоупорами или покрышками.

**Глины** – осадочные породы обломочного происхождения, образующие при смачивании водой пластичное тело, сохраняющее после высыхания приданную ему форму. Окраска глин различная в зависимости от примесей (органические вещества дают черную окраску, окиси и железа – красную и бурую, хлорит и глауконит – зеленую и др.). По степени преобладания того или другого «глинистого» минерала среди них выделяются каолиновые, монтмориллонитовые и гидрослюдистые разности. Глины характеризуются массивными слоистыми текстурами.

**Аргиллитами** называют твердые глинистые породы, не размокающие в воде и возникающие при уплотнении, дегидратации и цементации пластичных глин. Аргиллиты могут быть массивными, плитчатыми и сланцевыми.

**Каменная соль** – осадочная порода химического происхождения. Это мономинеральная порода, в чистом виде бесцветная или молочно-белая. Примеси придают породе желтый, бурый и другие оттенки. Структура средне и крупнокристаллическая. Порода имеет соленый вкус, легко растворима в воде.

**Ангидрит и гипс** – осадочные породы химического происхождения и образуются при выпадении сернокислых солей в водных бассейнах с повышенной минерализацией вод. Ангидрит горная порода, состоящая из минерала ангидрита ( $\text{Ca}(\text{O}_4)$ ). Цвет обычно голубовато-белый. Образует плотные мелкозернистые скопления. Гипс – слоистая или массивная порода различной плотности, состоящая, в основном, из минерала гипса ( $\text{Ca}(\text{O}_4)\text{H}_2\text{O}$ ), структура – от микро- до грубозернистой, цвет белый, светло-серый, желтоватый, розоватый и бурый. Гипс легко определить на твердость, чертится ногтем.

**Мергели** – осадочные породы, переходящие от известняков и доломитов к глинистым породам, содержание от 2% до 50% глинисто-песчаного материала. В зависимости от преобладания тех или иных составных частей различают песчаные, глинистые, известковистые, доломитовые мергели. Типичные мергели тонкозернистые и однородные, а во влажном состоянии часто пластичны. Окрашены обычно в светлые тона, но встречаются разности коричневого, фиолетового и других цветов. Для мергелей характерна массивная структура.

### **3.□1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОКРЫШЕК**

Наиболее общепризнанными классификациями покрышек, являются разработки А.А. Ханина и Э.А. Бакирова.

В основе классификации покрышек Э.А. Бакирова лежит несколько принципов.

**1. По площади распространения** покрышки делятся на□

**Региональные** – распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части, характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью.

**Субрегиональные** – распространены в пределах нефтегазоносной области или большей ее части,

**Зональные** – распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления,

**Локальные** – распространены в пределах отдельных местоскоплений, обуславливают сохранность отдельных залежей.

2. По соотношению с этажами нефтегазоносности покрышки подразделяются на□

**Межэтажные** – перекрывают этаж нефтегазоносности в monoэтажных местоскоплениях или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях,

**Внутриэтажные** – разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности,

**3. По литологическому составу**

**Однородные** (глинистые, карбонатные□галогенные) – состоят из пород одного литологического состава

**Неоднородные**□

– **смешанные** (песчано-глинистые□глинисто-карбонатные□терригенно-галогенные и др.) – состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости

– **расслоенные** □состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород.

К факторам, снижающим экранирующие свойства пород-флюидоупоров, относятся□трещиноватость, неоднородность, малая мощность и большая глубина залегания.

**Трещиноватость** в породах-флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Например, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей утрачиваются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами, могут пропускать флюиды.

**Степень однородности** покрышек играет важную роль в экранирующих свойствах□присутствие прослоев песчаников и алевролитов

ухудшает их качество. Алевролитовая примесь при увеличении ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью. Чем больше *мощность покрышки*, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. Абсолютно непроницаемых для нефти и газа покрышек в природе не существует. В.П. Савченко на основе экспериментальных работ установил, что глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обусловливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрышку.

На **больших глубинах** из-за потери воды глинистые породы становятся хрупкими и могут стать породами-коллекторами.

В основу классификации А.А. Ханина положен петрофизический принцип (табл. 11).

Таблица 11  
*Классификация покрышек А.А. Ханина*

Группа	Экранирующая способность	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>	Давление прорыва газа, МПа
A	Весьма высокая	≤1□-9	≥ 12
□	Высокая	1□-□	□,□
C	Средняя	1□-□	□,□
□	Пониженная	1□-6	3,3
□	Низкая	1□-□	□,□

### **3.8. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Породы-коллекторы можно рассмотреть на примере палеозойских отложений, представленных карбонатными породами, отложений васюганской свиты верхнеюрского возраста, и нижнемеловыми породами ачимовской толщи, сформировавшихся в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины.

### **3.8.1. ПОРОДЫ КОЛЛЕКТОРЫ В ПОРОДАХ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА**

Территория Западной Сибири в начале кембрия представляла собой материк, территория которого была сложена сланцами и магматическими породами докембрийского возраста. В кебрии и ордовике процессы гипергенеза постепенно разрушали приподнятые участки рельефа этого материка. Достоверно кембрийских отложений для Западной Сибири не известно, ордовикские представлены терригенными породами.

Начиная с ордовика, в продолжении всего силура и девона и до начала среднего карбона на территории Западной Сибири существовало море, на территории которого накапливались как карбонатные мелководные породы, так и относительно глубоководные терригенные, кремнисто-терригенные и кремнистые породы.

Постепенно море стало уменьшаться в размерах, и к началу среднего карбона сформировались последние крупные массивы пород кремнистого и кремнисто-терригенного состава Нюрольского осадочного бассейна. Постепенно в пермское время последние участки морского дна, существовавшие на территории Западной Сибири прекратили существование. Территория всей Западной Сибири стала сушей, постепенно в результате тектонических движений дно бывшего моря преобразилось в мелкогористый рельеф. Пермскому времени соответствует засушливый период. Палеозойские отложения были выведены на дневную поверхность и подверглись воздействию процессов гипергенеза.

В результате длительного периода поверхностного выветривания сформировались породы, именуемые породами коры выветривания. Постепенно засушливый аридный климат сменился гумидным, потекли реки, началось формирование терригенных отложений юрского возраста.

Палеозойские отложения претерпели воздействие различных по химизму и степени проявления вторичных процессов, что привело к формированию пород-коллекторов в отложениях от силура до раннего карбона. Ведущими вторичными процессами явились доломитизация чистых по составу карбонатных отложений от силурийского до верхнедевонского возраста (рис. 3.11).

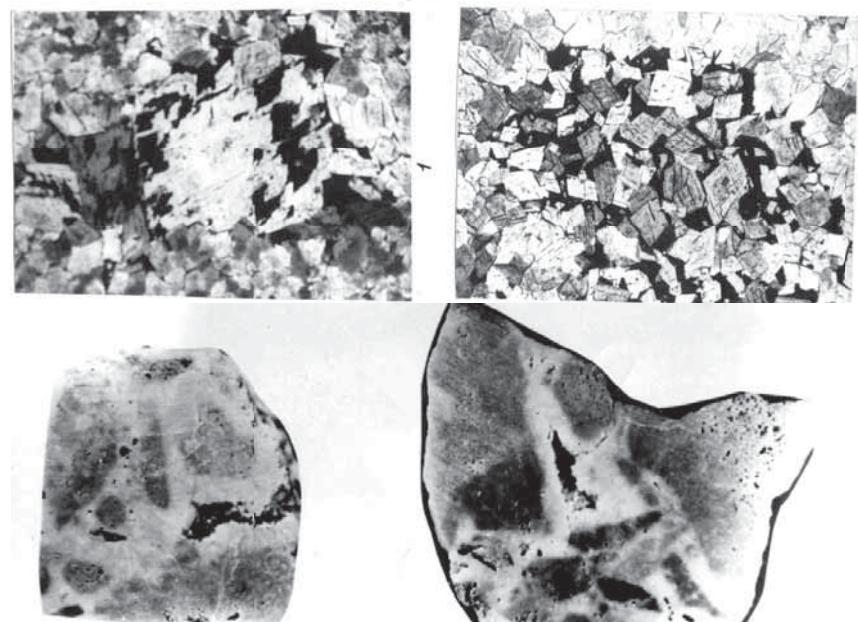


Рис. 11. Породы-коллекторы во вторичных доломитах, силурийского возраста [верхний ряд, шлифы, увеличение  $\times 100$ ] и верхнедевонского возраста [нижний ряд]

Породы, которые в период континентального стояния были подвержены воздействию процессов гипергенеза, при последующем окремнении сформировали породы-коллекторы в отложениях верхнедевонского и раннекаменноугольного возраста (рис. 3.12).

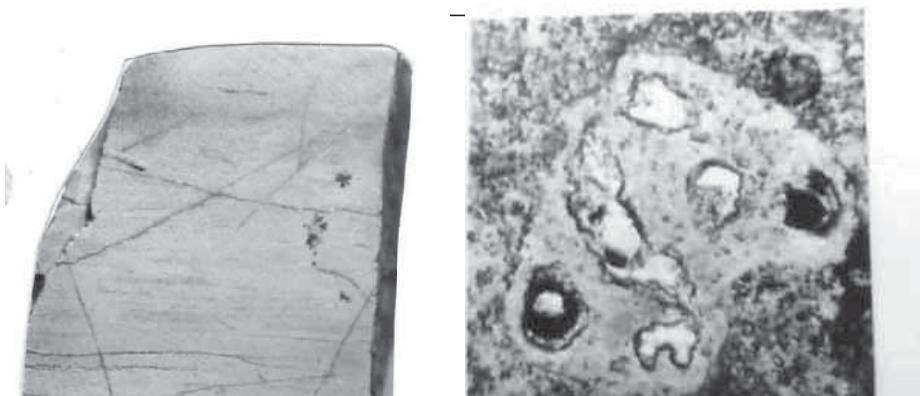


Рис. 12 Кремнистые аргиллиты верхнедевонского возраста [образец] и окремненные известняки раннекарбонового возраста с порами, развитыми на месте существовавшего ранее остаточного кальцита [шлиф, увеличение  $\times 100$ ]

### 3.8.□ ПОРОДЫ КОЛЛЕКТОРЫ В ОТЛОЖЕНИЯХ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ

Отложения васюганской свиты верхней юры связаны с верхнеюрским регressive-трансгрессивным циклом осадконакопления. Сформированный к концу накопления отложений тюменской свиты рельеф дна Западно-Сибирского верхнеюрского моря представлял собой огромную чашу от современных Алтая до Урала, заполнение которой происходило преимущественно с юго-востока. Собственно, нижняя часть васюганской свиты представляет собой отложения трансгрессивного цикла преимущественно глинистого состава. Трансгрессия сменяется длительной регрессией. Море постепенно отступало, в результате накапливался нижний пласт васюганской свиты, именуемый подугольной толщой, содержащий два песчаных пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (рис. 3.13–3.14, рисунки расположены как в геологическом разрезе, внизу более древние, выше – более молодые).

Эти отложения вверх по разрезу сменяются толщей континентальных отложений научанской свиты, именуемых межугольной толщиной. Как видно из названия, с этой толщиной связано континентальное осадконакопление, сопровождаемое накоплением углей.

Завершается накопление отложений васюганской свиты трансгрессивной толщиной, включающей песчаные пласти Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, именуемой надугольной толщиной. Далее следует накопление отложений георгиевской свиты, уже относительно глубоководных. И, наконец, на рубеже юры и мела накапливаются отложения битуминозных сланцев баженовской свиты, о которых было рассказано при описании нефтематеринских пород.

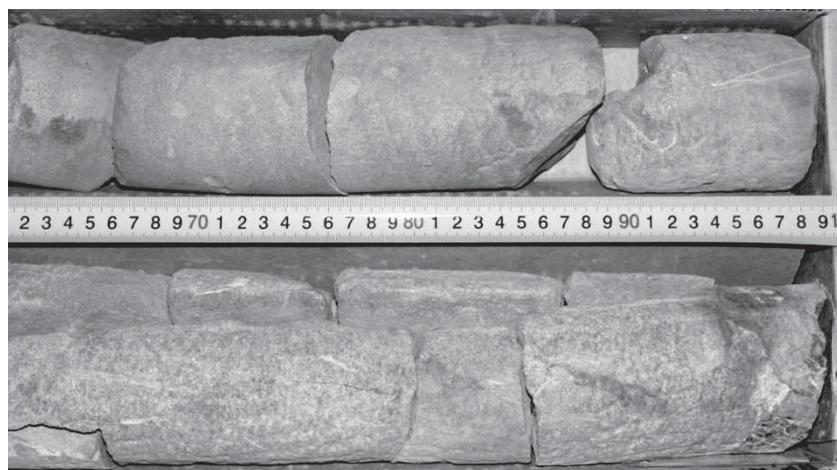


Рис. 14 Песчаники васюганской свиты пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>



Рис. □14. Песчано-алевритовые углефицированные породы  
межугольной толщи Наунакской свиты



Рис. □1□ Песчаники подугольной толщи васюганской свиты пласта Ю<sub>1</sub> □4

### 3.8.3. ПОРОДЫ ФЛЮИДОУПОРЫ В ОТЛОЖЕНИЯХ ГЕОРГИЕВСКОЙ И БЖЕНОВСКОЙ СВИТ

Отложения васюганской свиты сменяются вверх по разрезу породами последовательно залегающих георгиевской и баженовской свит. Хоть они и не являются коллекторами, мы поместим их краткое описание, чтобы у тех студентов, кто будет делать контрольные работы, было представление об этих отложениях.

**Георгиевская свита** (киммеридж) представлена глинами и аргиллитами темно-серого, до черного цветов, тонкоотмученными, неравномерно глауконитовыми с прослойями известняков и с многочисленными остатками белемнитов, аммонитов и других организмов. Часто отмеча-

ются процессы кальцитизации, пиритизации, отмечается наличие конкреций фосфоритов. Мощность отложений до 4 м, в аномальных зонах до 10 м (рис. 3.16).



Рис. 3.16. Аргиллиты георгивской свиты, глауконитизированные.  
Видны ростры белемнитов [округлое] по Е.Ю. Барабошкину, [114]

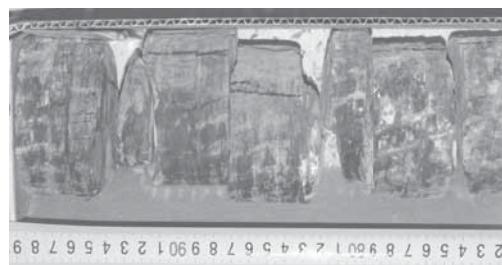


Рис. 3.17. Черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты

**Баженовская свита** (рис. 3.17) представлена темно-серыми, с коричневатым оттенком битуминозными аргиллитами, с прослойками листоватых разностей, радиоляритов и глинистых известняков. В качестве нефтеносного горизонта рассматривается как пласт Ю. Стратотип баженовской свиты выделен в скважине 1-Р Большереченской Ф.Г. Гуари в 1950 г. и характеризуется очень широким площадным распространением. Свита представлены монотонной толщей однородных тонкоотмученных высокоуглеродистых аргиллитов черного цвета с коричневатым оттенком с повышенной радиоактивностью.

Содержание органического вещества иногда достигает 2% и более. В данных образованиях присутствует многочисленная морская фауна волжского, частично берриасовского возраста. Толщина свиты варьирует от 10 до 40 м. Возраст свиты низы верхней волги – берриас. Баженовская свита – нефтематеринские образования, в которых еще не завершены процессы преобразования органического вещества в УВ. Территория ее распространения – центральная часть Западно-Сибирской низменности – это более 1 млн км<sup>2</sup>. Глубина залегания породы – 200–300 м. Общая мощность – 90 м. Температура пласта – –134 °C.

### 3.8. ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

В результате формирования отложений баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского позднеюрского моря отлагались черные органогенные илы, с примесью кремнезема и кальцита. С начала мела это море стало засыпаться с востока и с запада двумя волнами тер-

ригенных пород алеврито-песчаного состава, именуемых ачимовской толщой. Особенностью описываемого нами моря явилось то, что его центральная часть была отделена от области шельфа определенной степенью, типа обрыва.

Терригенный материал, приносимый с суши реками и перемыаемый прибрежно-морскими течениями периодически срывался вниз по склону в виде «турбидитных потоков» то ли в результате штормов, то ли периодических моретрясений, а может быть и в результате обвала части уже сформированного склона, сложенного слоями разного состава (рис. 3.18 и 3.19).



Рис. 3.18 Турбидиты ачимовской толщи ХМАО. Видны крупные обломки аргиллитов, смещенные в полулитифицированном состоянии



Рис. 3.19. Песчаники ачимовской толщи. Видны мелкие окатанные гальки аргиллитов [темное], обломки пород различного цвета [слабо различимы]

Срываемые вниз и перемешиваемые в процессе смещения породы достигали морское дно, где они почти не перемещались, и формировали породы-коллекторы низкого качества. Такие турбидитные по происхождению пласти смешались редко, а потом наступало затишье, и сквозь толщу вод медленно опускался глинистый материал, принесенный с материка речными водами. В результате поверх смещенного на дно моря алеврито-песчаного пласта постепенно накапливался слой глинистых или алеврито-глинистых пород, служащих покрышкой.

Так повторялось много раз, и в результате сформировался целый ряд алеврито-песчаных пластов, перекрытых глинистыми породами. Таким образом, выделяется серия из двух параллельно накапливающихся песчаных пластов, верхняя часть которого отлагалась в зоне шельфа, а нижняя часть которого – у подножия склона.

Формируемые в нижней части половинки пласта были наклонены в сторону центра раннемелового моря. Они как черепица на крыше отлагались один поверх другого, постепенно заполняя объем водоема. С востока такое заполнение шло достаточно интенсивно, с запада незначительно. В центральной части продолжалось формирование отложений баженовской свиты, вплоть до смыкания идущих навстречу друг другу волн «черепичных» по расположению в рельефе пластов, и полному прекращению накопления отложений баженовской свиты.

## □ РЕЗЕРВУАРЫ □ ЛОВУШКИ □ ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

### □ 1. ТИПЫ И ЭЛЕМЕНТЫ СКЛАДОК

Прежде, чем перейти к изложению материала о резервуарах, ловушках, залежах и месторождениях нефти и газа, необходимо дать понятие, что такое складки, геологические разломы, и какие элементы их строения существуют.

#### □ 1.1. ТИПЫ СКЛАДОК

Все складчатые формы делятся по расположению в них слоев горных пород на две группы – группу антиклинальных и группу синклинальных складок (рис. 4.1).

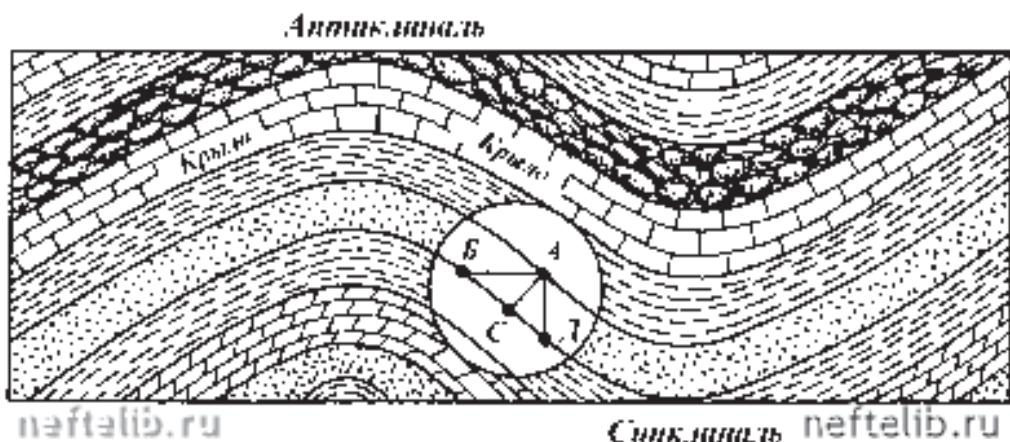


Рис. 4.1. Антиклинальная и синклинальная складки [по Г.И. Борисову]

Антиклинальная складка характеризуется тем, что, какую бы она ни имела форму, всегда ядро ее будет слагаться относительно более древними слоями, чем крылья (рис. 4.3). Синклинальная складка имеет в своем ядре относительно более молодые породы, чем на крыльях.

При изучении геологического материала по той или иной территории можно столкнуться с такими терминами, сброс, взброс, горст и грабен. Их графическое изображение показано ниже (рис. 4.2).

Сброс и взброс определяются не по относительному положению блоков, а по тому, какой блок испытал перемещение, а какой остался на месте. Блок, испытавший движение сравнивается с тем блоком, который движения не испытал, и по направлению смещения, вниз или вверх, определяется наименование тектонического нарушения — вниз — сброс, вверх — взброс.

Горсты и грабены относятся к перемещению узких линейных блоков земной коры. Горсты приподняты, как бы подняты в гору, а грабены испытали погружение относительно окружающих блоков.

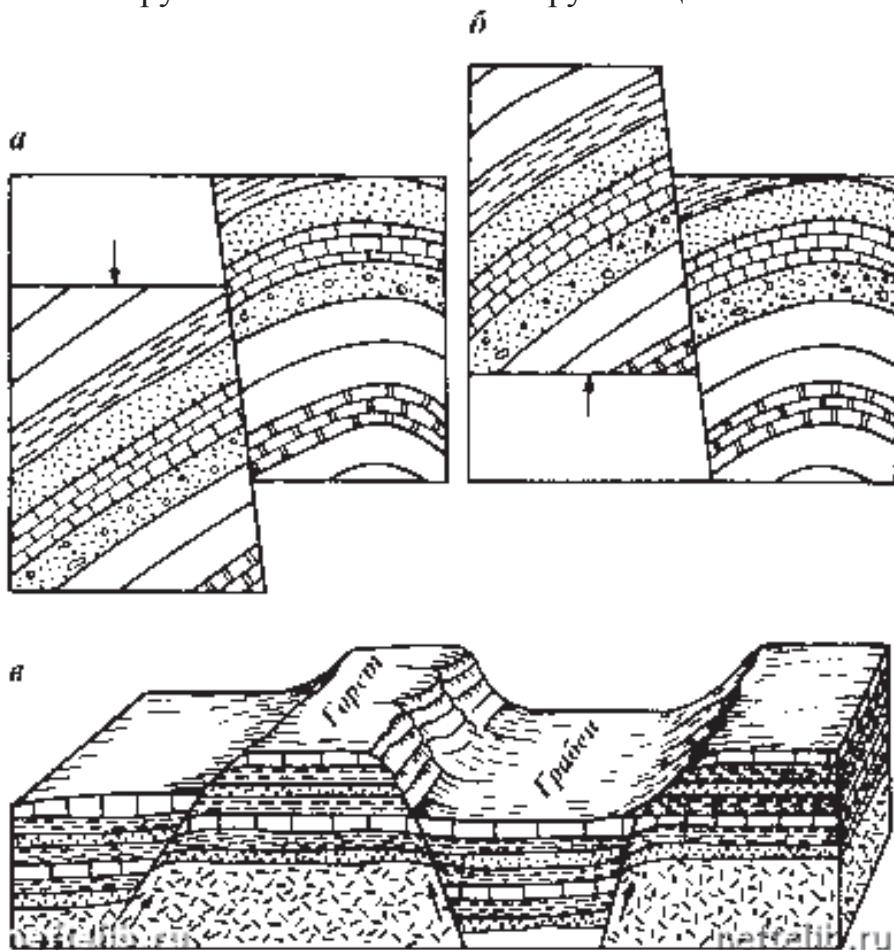


Рис. 4.2. Виды тектонических нарушений с разрывами и сдвигами —  
а — сброс — б — взброс — в — тектонический разрыв антиклинальной складки.  
Горсты и грабены по: [netfak.ru](http://netfak.ru)

## 1. ЭЛЕМЕНТЫ СКЛАДОК

При характеристике элементов складок мы опираемся на разработку В.Н. Павлинову, Д.С. Кизевальтеру, К.М. Мельникову и др. (1922 г.), по которой в конце прошлого века изучали структурную геологию студенты вузов Томска, в том числе и автор настоящего пособия.

**Крылья** – боковые части складки, представляющие две более или менее ровные, часто плоские противоположные части изогнутого слоя или тела горных пород (рис. 4.3).

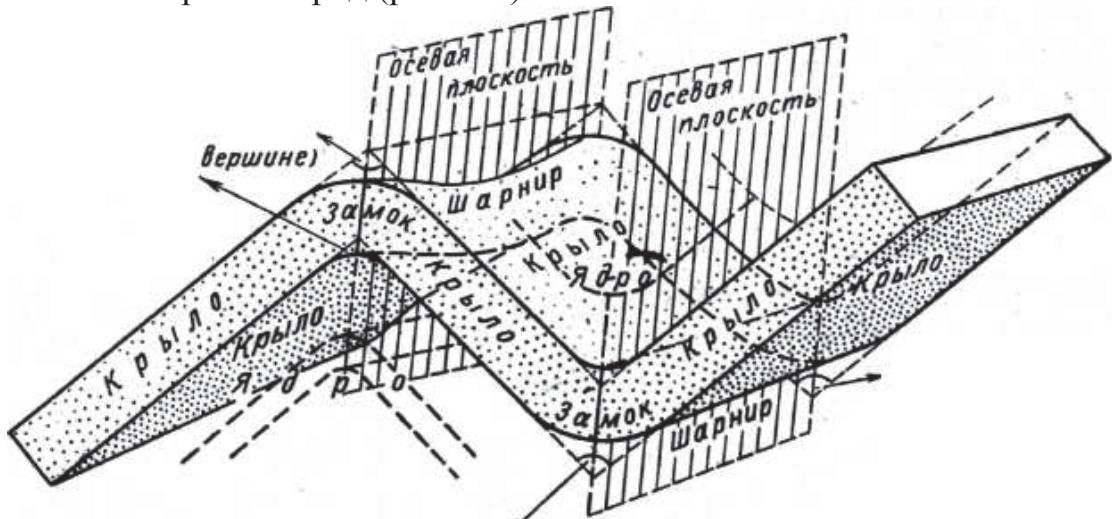


Рис. 4. Элементы складки. Стрелками показан угол складки при вершине по В.Н. Павлинову, Д.С. Кизевальтеру, К.М. Мельникову и др., 1922

**Замок** – место перегиба или перехода одного крыла складки в другое, является местом смыкания крыльев складки.

**Ядро** – внутренняя часть складки, заключенная между ее крыльями и замком.

**Угол складки** или угол при вершине складки представляет собой двугранный угол, составленный продолженными до пересечения поверхностями ее крыльев.

**Вершина складки** в таком случае будет представлять точку максимума перегиба на поперечном сечении замка складки.

**Осевая плоскость** – плоскость, или поверхность, делящая складку вдоль на две части так, что угол при вершине складки делится ею пополам.

**Шарнир складки** – след от пересечения поверхности любого слоя складки осевой плоскостью (поверхностью). Шарнир складки представляет линию, проходящую через точки максимума перегиба поверхности наслойения одного слоя. В каждой складке можно показать столько шарниров, сколько наблюдается в ней слоев.

Шарниры складок могут вздыматься, погружаться, изгибаться и разветвляться.

Ось, или осевая линия складки – линия пересечения осевой поверхности складки с горизонтальной поверхностью. Ось складки в отличие от шарнира может располагаться как в одном слое, так и соединять точки максимумов перегиба тех слоев, которые пересекаются горизонтальной поверхностью (поверхностью рельефа местности).

Угол падения крыла складки с горизонтальной плоскостью измеряется линейным углом, составленным линией падения поверхности крыла с ее проекцией на горизонтальную плоскость. Угол может изменяться в пределах от  $0^{\circ}$  до  $90^{\circ}$ . В опрокинутых крыльях складок этот угол все равно не будет превышать  $90^{\circ}$ .

## □□ ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

В земной коре вместилищем для нефти, газа и воды служат породы-коллекторы, заключенные в плохо проницаемые породы. И.О.Брод предложил называть их **природными резервуарами**, понимая под ними естественные вместилища для нефти, газа и воды, внутри которых они могут циркулировать, и форма которых обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами.

### □□1. ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

**Природные резервуары – естественные вместилища для нефти газа и воды внутри которых эти флюиды могут циркулировать и форма которых обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его коллектор плохопроницаемыми породами.**

Выделяют следующие типы природных резервуаров: 1) пластовые а) пластовые 2) массивные б) массивные однородные, в) массивные неоднородные литологически ограниченные 3) литологически ограниченные со всех сторон г) прибрежных баров, д) речных долин 4) пластово-массивные е) пластово-массивные (рис. 4.4).

**Пластовый резервуар** представляет собой коллектор, имеющий значительное распространение по площади (сотни и тысячи квадратных километров) и небольшую мощность (от долей метров до десятков метров). Они могут быть сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями. Очень часто в толще основного горизонта пород они включают линзовидные прослойки непроницаемых пород (рис. 4.1).

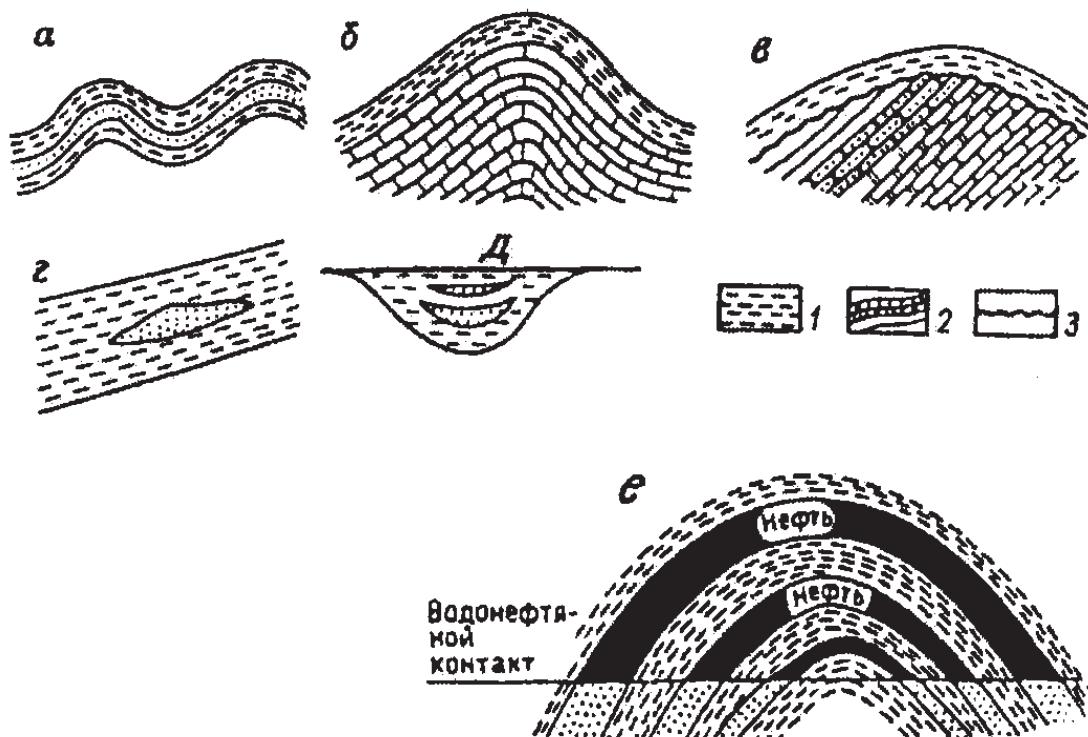


Рис. 4.4. Природные резервуары а - пластовый, б - массивный однородный, в - массивный неоднородный, г - литологически ограниченный, д - литологически ограниченный в погребенной речной долине, е - пластово-массивный. Породы 1 - непроницаемые, 2 - проницаемые, 3 - размык по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову и др., 4 - г

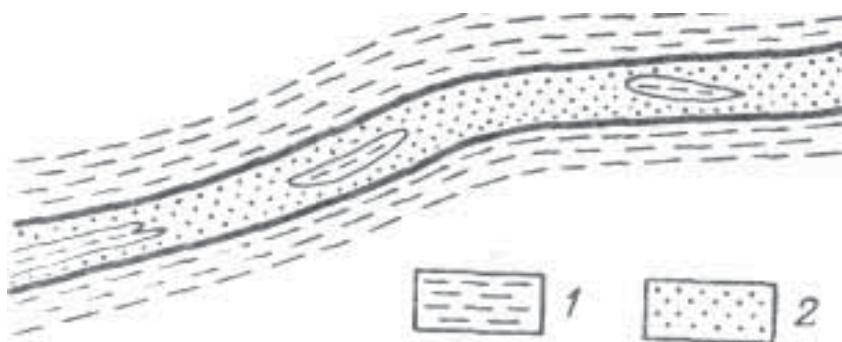


Рис. 4. Пластовый резервуар с включением линзовидных тел глинистых пород.  
1 - глины, 2 - песчаники по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 19 г.

**Массивные природные резервуары** представляют собой мощную (несколько сотен метров) толщу пластов-коллекторов различного или одинакового литологического состава. Они бывают сложены терригенными и карбонатными породами. В толще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласти проницаемых по-

род сообщаются между собой, представляя единый природный резервуар. Частным случаем массивного природного резервуара являются искусственно паемые рифы, представляющие собой захороненные под мощной толщей молодых отложений рифовые постройки (рис. 4.6).

**Неоднородные массивные резервуары**, это такие резервуары, которые захватывают определенный стратиграфический интервал. В их строении могут принимать участие породы различного литологического состава — пески, песчаники, доломиты, известняки.

Достаточно часто неоднородные массивные резервуары представлены чередованием песчаных пластов с маломощными прослойками глинистых и алеврито-глинистых пород. В таких массивах могут чередоваться зоны в повышенными и с пониженными значениями ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств). Благодаря наличию трещин, разломов, проницаемых окнах в глинах, в таких резервуарах пластины-коллекторы образуют единую гидродинамическую систему. На геологическом разрезе подобная картина выглядит как несколько пластов, заполненных нефтью или газом, которые имеют общий водо-нефтяной контакт (ВНК).

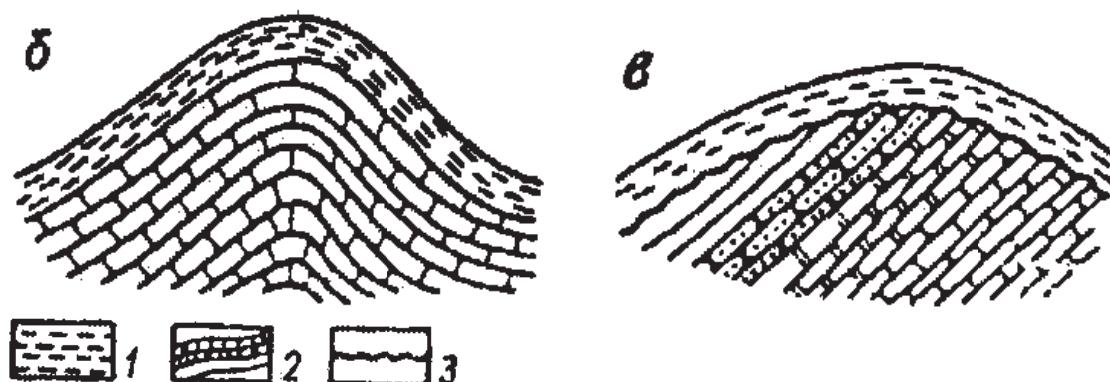


Рис. 4.6. Природные резервуары по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову и др., 1974 г. а) массивный однородный, б) массивный неоднородный, Породы 1 — непроницаемые, 2 — проницаемые, 3 — размыв

**Неоднородные массивные резервуары**, это такие резервуары, которые захватывают определенный стратиграфический интервал. В их строении могут принимать участие породы различного литологического состава — пески, песчаники, доломиты, известняки.

Достаточно часто неоднородные массивные резервуары представлены чередованием песчаных пластов с маломощными прослойками глинистых и алеврито-глинистых пород. В таких массивах могут чередоваться зоны в повышенными и с пониженными значениями ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств). Благодаря наличию трещин, разломов, проницаемых окнах в глинах, в таких резервуарах пластины-

коллекторы образуют единую гидродинамическую систему. На геологическом разрезе подобная картина выглядит как несколько пластов, заполненных нефтью или газом, которые имеют общий водонефтяной контакт (ВНК).

**Литологически ограниченные** природные резервуары, практически окружены со всех сторон непроницаемыми породами. Примером такого природного резервуара может служить линза песков в толще глинистых пород (рис. 4.□).

Литологически ограниченные резервуары, по определению Н.А. Еременко, представляют собой «... природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами». Они образуются благодаря особенностям проявления литологического состава пород и наличию проницаемых зон или «окон проницаемости» среди непроницаемых пород.

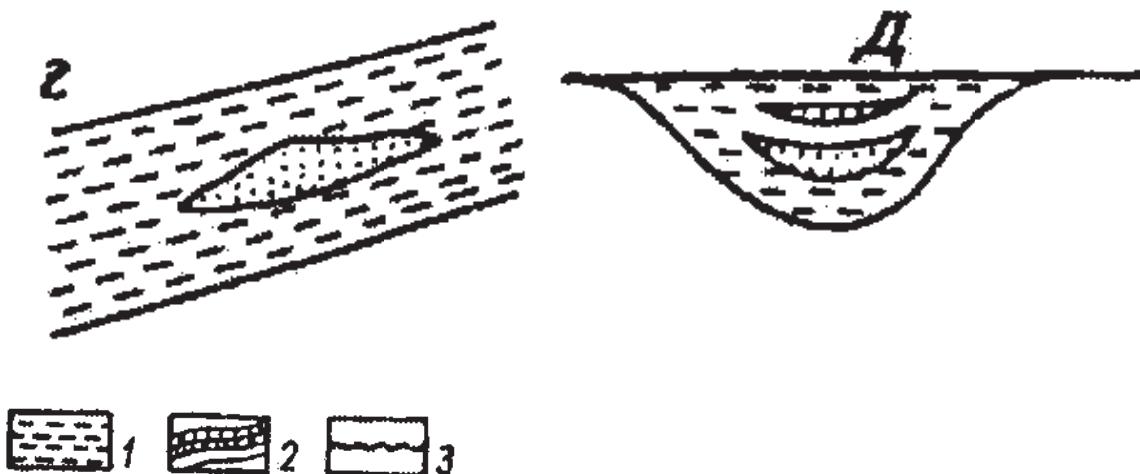


Рис. 4.□ Природные резервуары  
по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову и др., 4 г  
г □литологически ограниченный, д □литологически ограниченный в погребенной речной долине.  
Породы □ 1 □непроницаемые, □ 2 проницаемые, □ 3 размыв

**Пластово-массивные резервуары** представляют собой серию сближенных пластов, соединенных слабо проницаемыми слоями, в результате чего формируется резервуар с единым водонефтяным контактом (рис. 4.□).

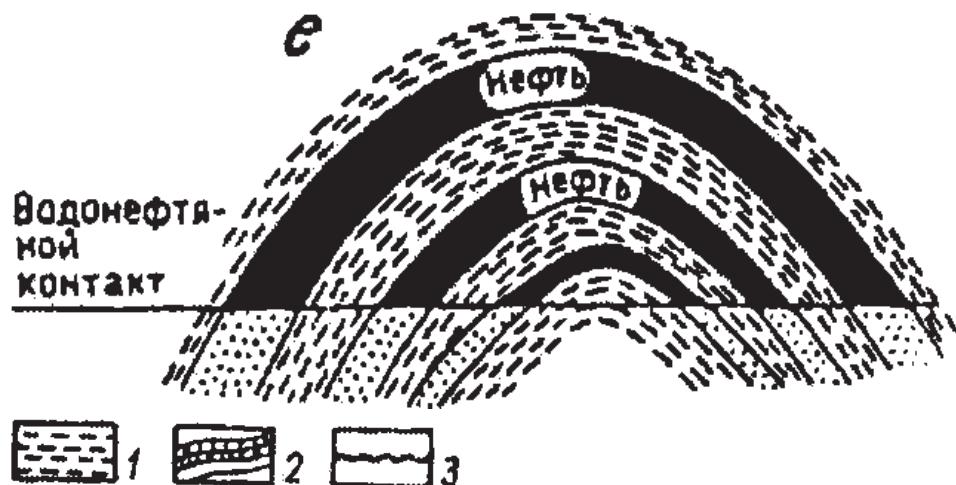


Рис. 4. Природные резервуары по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову и др., 1974 г.  
1 — пластово-массивный. Породы 1 — непроницаемые, 2 — проницаемые, 3 — размыв

Природные резервуары, как правило, в большей своей части заполнены водой. Нефть и газ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять самое высокое положение в нем. Они перемещаются вверх, оттесняя воду (вследствие гравитационного эффекта), до тех пор, пока не достигнут кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора). Дальнейшее их движение по пласту – коллектору происходит только тогда, когда кровля пласта наклонена к горизонту. И в этом случае нефть и газ перемещаются преимущественно вверх, по наклонному пласту – коллектору вблизи его кровли. Если они встретят на своем пути препятствие (литологический экран, изменение наклона пласта на обратное), то здесь (перед этим барьером) образуется скопление нефти и газа, так как нефть и газ будут экранированы этим препятствием.

### 3. КРАТКИЕ ВЫВОДЫ

Если применить подход автора пособия к излагаемому материалу, то и в данном разделе можно усмотреть возможность добавить к предложенной классификации тип природного резервуара связанный с гидротермальной проработкой карбонатных и кремнисто-карбонатных пород, проявившиеся в посткатагенетическую стадию изменения пород. Невозможно сказать о распространении подобного типа резервуаров, но он имеет место быть в палеозойских отложениях Томской области.

Если применить изложенное выше к описанным нами ранее породам-коллекторам Западно-Сибирского региона, в частности Томской об-

ласти, то юрские и меловые отложения относятся к пластовым резервуарам, а вот относительно пород-коллекторов, развитых по отложениям палеозоя, можно сказать следующее.

В палеозойских отложениях до настоящего времени установлено два основных типа резервуаров. Это массивные литологически неоднородные, приуроченные к корам выветривания, развитых по поверхности палеозойских отложений, выведенных на доюрскую поверхность в период континентального стояния региона (Пермь-триас). Такие типы резервуаров, связанные с корами выветривания имеют площадное распространение и их мощность и сплошность зависят только от состава пород палеозойского возраста подвергающихся разрушению процессами выветривания. А так как коллекторы развиты преимущественно в органогенных карбонатных или кремнисто-карбонатных породах, смятых в складки, разбитые разломами на блоки, испытавшие различное смещение, то и резервуар будет массивный литологически однородный и массивный литологически неоднородный, в зависимости от того, однородный или неоднородный состав будет у палеозойских пород, выведенных на доюрскую поверхность.

Здесь можно добавить массивный тектонический тип резервуара.

**Массивные гидротермальные тектонически органиченные** резервуары будут иметь массивное распространение, в пределах отдельного блока, но будет ограничен разломами близкого простирания, ограничивающими зону воздействия гидротермальных процессов на измененные карбонатные породы. Подобный тип резервуара мы можем видеть на рис. 4.9 (Урманская площадь, блок со скважиной 11). Особенность развития таких резервуаров по палеозойским отложениям Томской области – они накладываются на пустотное пространство, заложенное в стадию гиперенеза, когда палеозойские отложения в пермский и триасовый период были выведены на доюрскую поверхность и подвергались воздействию процессов поверхностного выщелачивания. Здесь воздействие гидротермальных растворов только улучшило коллекторские свойства пород.

В палеозойских породах широко развит трещинный тип коллектора, который проявляется по всем карбонатным и кремнисто-карбонатным породам палеозойского возраста. Этот тип резервуаров мог бы быть отнесен к резервуарам, литологически ограниченным со всех сторон, если бы ограничения носили литологический характер, связанный со стадией накопления осадков или седиментогенезом. Здесь же мы имеем дело с ограничением, вызванным проявлением гидротермальных процессов, таких как выщелачивание и доломитизация, проявившихся в стадию посткатагенетического преобразования пород. Та-

кие резервуары можно наименовать «гидротермальные тектонически ограниченные».

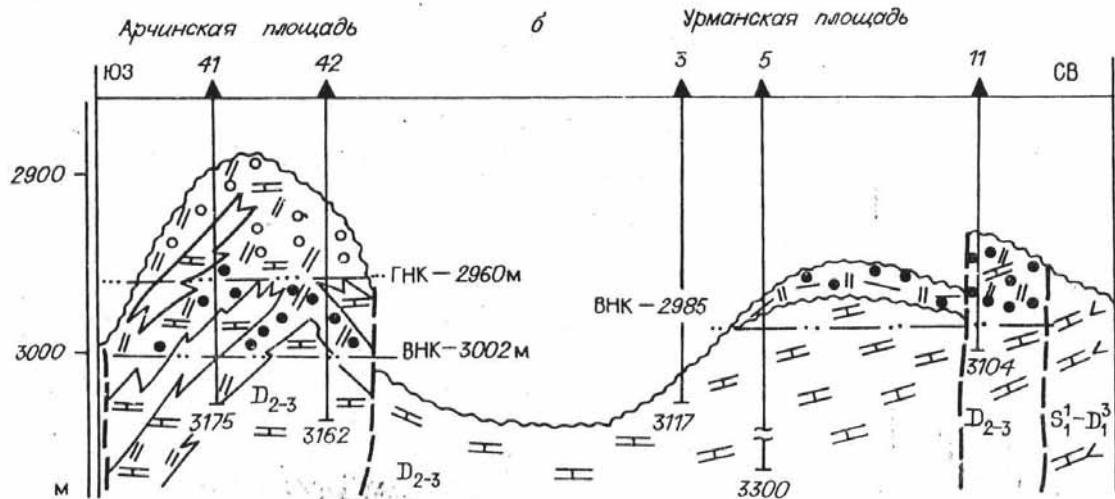


Рис. 4.9. Типы резервуаров, развитых в палеозойских породах Томской области.  
Урманская площадь □massивный однородный тип резервуара, Арчинская площасть □  
гидротермальный тектонический тип резервуара □по А.Э. Конторовичу,  
И.А. Иванову, А.Е. Ковешникову и др., 1991□Полые кружки □газ, черные □нефть

**Метасоматические зоны трещиноватости** резервуары имеют развитие в породах, подвергшихся выщелачиванию и другим гидротермальным процессам, которые сопровождаются выносом первичного материала породы и образованием вторичного пустотного пространства. Это может быть доломитизация или окремнение известняков, а в основном, это будет выщелачивание. Резервуары подобного типа будут иметь распространение, связанное с проявлением разломов и оперяющих их трещин. Пространственные очертания таких резервуаров будут всегда линейно-вытянутые. Особенностью данных резервуаров будет их непостоянство проницаемости по простирианию и изменчивость направления проявления.

Плюсом таких резервуаров является их возможное развитие в породах любого состава и генезиса. Это могут быть как осадочные породы, так и магматические и метаморфические породы.

Рассуждая логически можно предположить развитие и чисто трещинных резервуаров.

**Трещинные резервуары** проявляются в плотных породах, испытавших тектоническое дробление со смещением блоков один относительно другого с образованием зазора между блоками, позволяющего проявиться свободной циркуляции флюидов, таких как вода, нефть и газ. Особенностью таких резервуаров будет их малая протяженность и малая пропускная способность для флюида. Но могут быть и серии

сближенных трещин одной направленности, которые в совокупности могут составить достаточно проницаемый резервуар значительной протяженности. Трещинный резервуар установлен по всей скважине Арчинской 4□, где проницаемые участки разделены непроницаемыми (рис. 4.1□).

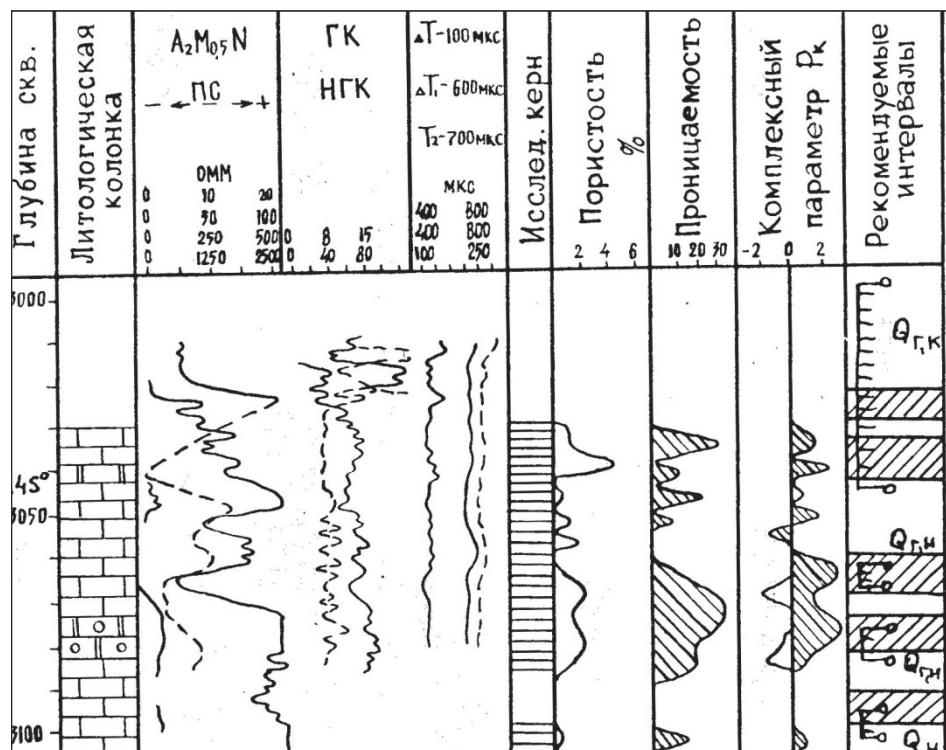


Рис. 4.1□.Палеозойские отложения скважины Арчинская 4□, с вынесенными участками проявления трещинного и гидротермального тектонического резервуара по материалам автора пособия

Если рассмотреть поинтервально данные ФЕС (пористость и проницаемость), то в скважине устанавливается развитие трещинноватых зон, где проявлен коллекtor трещинного типа (см. подраздел «Краткие выводы» в главе «Породы-коллекторы», стр. 9□ данного пособия). (Т) – проницаемость по трещинам, (М, Т) – проницаемость по трещинам и по матрице породы. Из этих трещинных коллекторов при испытании получены притоки конденсата, газа и нефти (табл. 12).

Как частный случай трещинного резервуара можно предположить наличие в природе резервуара карстово-трещинного типа.

**Карстово-трещинные** резервуары являются разновидностью трещинных. Этот тип резервуара также связан с проявлением трещинной тектоники и выщелачиванием карбонатного материала пород агрессивными растворами. Отличие – наличие на пути миграции растворов участков. В которых формируются карстовые полости и даже карстовые

пещеры. Открытые бурением, в частности, на территории Западной Сибири, до сегодняшнего дня подобные образования оказались выполнеными глинистым материалом, что не мешает нам ожидать находки пещер и карстовых полостей при дальнейшем изучении доюрских образований как Западной Сибири, так, возможно, и Восточной Сибири.

Таблица 12  
Данные ФЕС по скважине Арчинской 4□

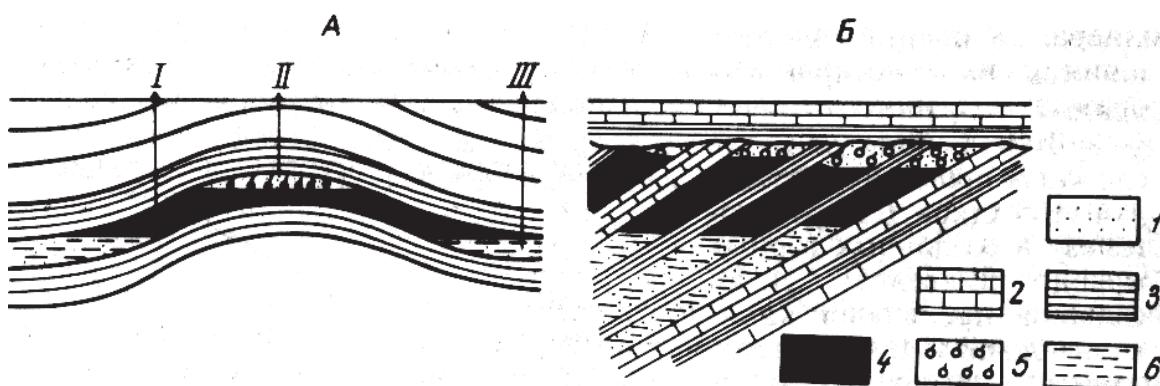
Интервал, м	$K_p, \text{мкм}^2$	$K_{np} \text{мкм}^2$	Тип коллектора
3□31,□–3□39,□	□,4	32,□	–
3□39,□–3□42,□	□,3	–	–
3□42,□–3□4□,□	2,4	11,□	□□□(□)
3□4□,□–3□□□,□	□,9	24,□	–
3□3,1–3□6,□	□9	1□,□	□□□(□)
3□□9,3–3□61,6	1,1	□,3□	–
3□6□,6–3□69,6	□,4	1□,6	–
3□69,6–3□3,6	1,□	22,□	□□□(□)
3□□3,6–3□□□,6	□,4	2□,1	–
3□□,6–3□□1,6	1,4	14,□	□□□(□)
3□□1,6–3□□□,9	1,9	6,9	□□□(M,□)
3□□□,9–3□9□,□	□,4	13,2	–
31□4,4–31□□,□	□,2	16,□	–

## □□ ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА

Ловушкой называется часть природного резервуара □в котором могут экранироваться нефть и газ и может образоваться их скопление (табл. 13).

Ловушки возникают преимущественно в пластовых резервуарах, испытавших структурные преобразования типа наклона или смятия. При наклоне формируются моноклинали, а при смятии – антиклинали и синклинали. Залежи нефти и газа формируются в первую очередь в антиклинальных ловушках и моноклиналях (рис. 4.11).

В практике разведочных работ на нефть и газ структурный тип называют антиклинальными ловушками, а ловушки всех остальных типов относят к категории неантиклинальных.



*Рис. 4.11. Структуры, благоприятные для скопления нефти и газа*  
 а – антиклинальная складка; б – моноклиналь.  
 1 – пески, 2 – известняки,  
 3 – глины, 4 – нефть, 5 – газ, 6 – вода, 7 – скважины  
 по Н.В. Короновской и А.Ф. Якушеву, интернет

Ловушка в объеме представляет собой трехмерную систему, в которой благодаря ее форме и свойствам слагающих ее пород могут накапливаться и сохраняться углеводороды.

Наиболее распространенный способ образования ловушки, это смятие в виде антиклинальной складки пары коллектор-флюидоупор. Если в породе-коллектор данной породной ассоциации поступят нефть, вода или газ, то газ займет верхнюю часть, нефть – пространство ниже, а вода – все остальное пространство.

Формирование ловушки возможно и в том случае, когда проницаемый пласт, окруженный непроницаемыми породами, вверх по восстанию выклинивается, или же на пути возможной миграции нефти или газа возникнут непроницаемые экраны (литологические ловушки).

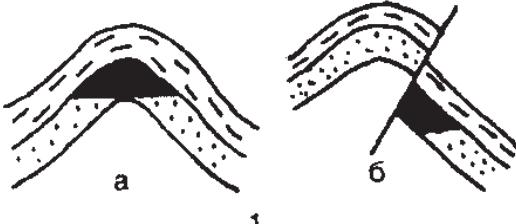
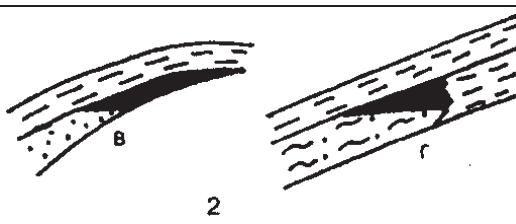
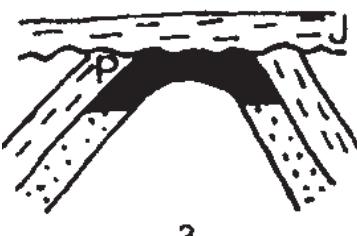
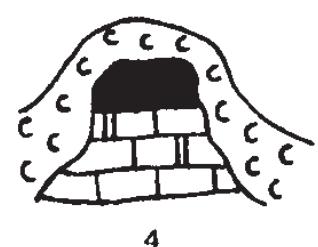
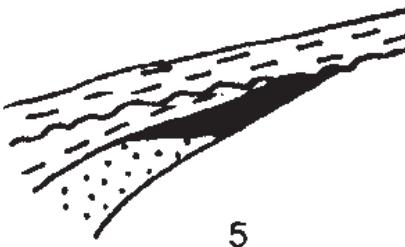
Ловушки сложены либо близковозрастными породами, с согласным перекрытием, либо с перерывом в осадконакоплении, с образованием новой покрышки, перекрывающей нарушение сплошности покрышки, существовавшей ранее. Во всех этих случаях резервуар пластовый и формирование антиклинальной складки происходит ввиду проявления тектонических процессов.

Особый случай – формирование рифогенного массива, сложенного карбонатными породами, и перекрытие их покрышкой. Резервуар массивный однородный. Для формирования ловушки проявления тектонических процессов, ведущих к складкообразованию не требуется.

В ловушках, образовавшихся в результате складчатости, известно наибольшее число залежей нефти и газа. Антиклинальные ловушки обычно охватывают всю толщу осадочных пород. Типы структур могут быть самыми различными – от пологих куполов до длинных антиклиналей с симметричными или асимметричными крыльями.

Таблица 13

Типы ловушек и их графическое изображение по Л.П. Мстиславской, 1996

Типы ловушек	(по Л.П. Мстиславской, 1996)	комментарии
1) структурные или антиклинальные а – сводовые б – тектонически экранированные		Относится к пластовому резервуару
2) литологические в – с выклиниванием коллектора г – с фациальным замещением коллектора непроницаемыми породами		Завешение по простиранию пластового резервуара
3) стратиграфически экранированные		Пластовый резервуар, разрушенный эрозией, перекрытый новой покрышкой
4) рифогенные		Массивный резервуар, перекрытый ловушкой в стадию седиментогенеза
литолого-стратиграфические		Выклинивание пластового резервуара. Эрозия, перекрытие новой покрышкой

Размеры структурных ловушек также различны. Площадь отдельных структур достигает  $\square$ тыс.  $\text{км}^2$ , высота складок может колебаться от единиц до 1  $\square\square\square$  м и более. Некоторые складки могут меняться по форме или смещаться с глубиной, в связи с чем наблюдается несовпадение структурных планов на различных глубинах.

Тектонические нарушения – сбросы, взбросы, надвиги – часто осложняют складки, изменяют их структуру и влияют на условия скопления нефти и газа. Обусловливая смещение слоев, они иногда приводят к разрушению залежей или их тектоническому экранированию. На отдельных месторождениях в складчатых областях наблюдаются многочисленные тектонические нарушения, что приводит к образованию большого числа самостоятельных залежей в тектонически экранированных ловушках.

**Неантиклинальные ловушки** могут образоваться как при осадконакоплении, так и при последующих денудационных и эрозионных процессах. Породы-коллекторы в результате фациальных замещений нередко могут переходить в латеральном направлении в непроницаемые породы и создавать ловушки нефти и газа литологического типа. Для формирования ловушек подобного типа необходимо не только замещение песчаных отложений глинистыми, но и наличие наклона пластов, возникшего в результате тектонических движений и приведшего к образованию замка ловушки. В процессе осадконакопления возможно образование песчаных тел линзовидной формы, заключенных в слабопроницаемых породах. Залежи обычно приурочены к линзам с повышенной пористостью и проницаемостью.

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по их удельным весам. Ловушка чаще всего представляет собой участок резервуара с застойными условиями даже в том случае, если в остальной части резервуара вода находится в движении.

По происхождению различают

- **структурная или антиклинальная ловушка** – сводовая – образованная в результате изгиба слоев включает Тектонически экранированную ловушку – образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой

- **литологически экранированная ловушка** – образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми

- **стратиграфическая ловушка** – сформированная в результате эрозии пластов – коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами

- **рифогенная ловушка** – сформированная в результате отмирания организмов-рифостроителей, накопления их скелетных остатков в форме рифового тела и последующего перекрытия непроницаемыми породами.

## □□ КРАТКИЕ ВЫВОДЫ

Все описанные выше ловушки сформировались в процессе седиментогенеза. Вслед за нашими рассуждениями о наличие резервуаров, формирование которых связано с посткатахенетическим и тектоническим трещинным преобразованием отложений древнего возраста, логично предположить и развитие соответствующего типа ловушек нефти и газа.

Если развить наше предположение о наличие в доюрских образованиях Западной Сибири резервуаров, не классифицированных ранее, то в развитие этой темы можно порассуждать и о наличие аналогичного типа ловушек.

В массивных гидротермальных тектонически ограниченных резервуарах могут сформироваться соответственно ловушки проявления выщелачивания по участкам между двумя сближенными разломами, назовём их гидротермальными тектонических зон ловушками.

**Гидротермальные тектонических зон** ловушки устанавливаются между сближенными разломами как зоны сплошного преобразования первичных карбонатных (и другого типа) пород, в которых, в результате этого преобразования сформировались породы-коллекторы, объединённые в единую систему трещинами. Такие ловушки формируются в участкам между двумя сближенными разломами. Они будут иметь узко линейное распространение в пределах отдельного тектонического блока, и будет ограничен разломами близкого простирания, ограничивающими зону воздействия гидротермальных процессов на сопредельные участки неизмененной породы, где коллектор не сформировался.

Подобную ловушку мы имеем на Урманской площади, блок со скважиной 11 (рис. 4.12). Здесь зона проявления вторичных преобразований наложена на кору выветривания плющадного типа, проявившуюся в улучшении пустотного пространства пород, примыкающих к доюрской поверхности.

**Метасоматически́ трещинные** ловушки имеют развитие в породах, подвергшихся выщелачиванию и другим гидротермальным процессам, которые сопровождаются выносом первичного материала породы и образованием вторичного пустотного пространства. Это может быть доломитизация или окремнение известняков, а в основном, это будет выщелачивание. Развитие подобных ловушек сопряжено с проявлением разломов и оперяющих их трещин. Пространственные очертания таких ловушек будут всегда линейно-наклонное. Особенностью данных ловушек – изменчивость значений ФЕС вдоль тектонической зоны и гидродинамическая сообщаемость всех участков проявления вторичных процессов, приведших к формированию пород-коллекторов в данной ловушке.

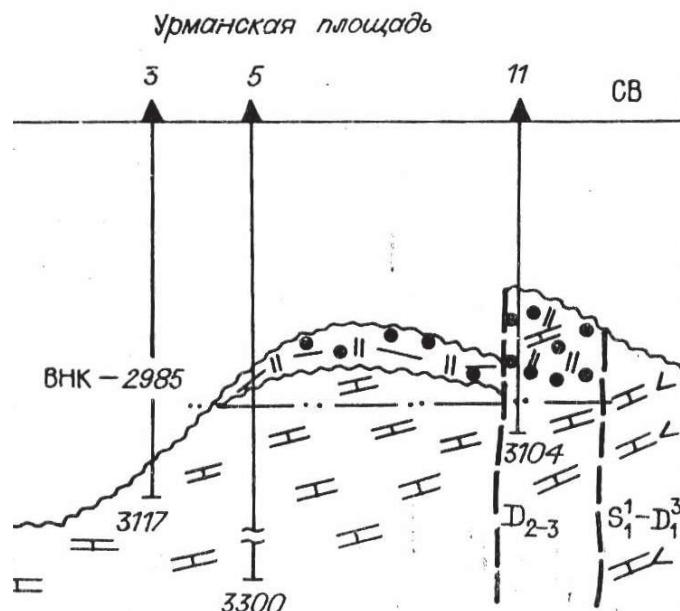


Рис. 4.1 □. Типы резервуаров, развитых в палеозойских породах Томской области.  
Урманская площадь □ массивный однородный тип резервуара, Арчинская площадь □  
гидротермальный тектонический тип резервуара □ по А.Э. Конторовичу,  
И.А. Иванову, А.Е. Ковешникову и др, 1991 □ Поляные кружки □ газ, черные □ нефть

**Трещинные** ловушки могут иметь проявление в породах, не претерпевших интенсивного преобразования вторичными процессами. Это просто трещины в плотных породах. Их особенность – возможная большая протяжённость при малой ёмкости коллектора, проявленного в ловушке с одной стороны, и возможная связь такой ловушки со следующим типом ловушек – карстово-трещинных. В этом случае, ёмкость суммарно двух типов ловушек может значительно возрасти.

Трещинная ловушка установлена, вероятно, в скважине Герасимовская □, где палеозойские породы представлены окварцованными известняками, преобразованными процессами выщелачивания. Здесь выделено две зоны проявления процессов выщелачивания, разделённых непроницаемым участком. Верхний связан с проявлением площадной коры выветривания при континентальном стоянии региона (пермь-триас), а нижний – с проявлением трещинной ловушки. Из того и другого участков при раздельном испытании получены притоки нефти (рис. 4.13).

На всех участках, где проведены испытания – получены притоки нефти. Если посмотреть на таблицу коллекторских свойств, то видно, что участки развития пород-коллекторов разделены непроницаемыми участками, где породы-коллектора отсутствуют. Следовательно, мы имеем дело с пространственно сопряжёнными ловушками трещинного или метасоматически-трещинного типа (табл. 14).

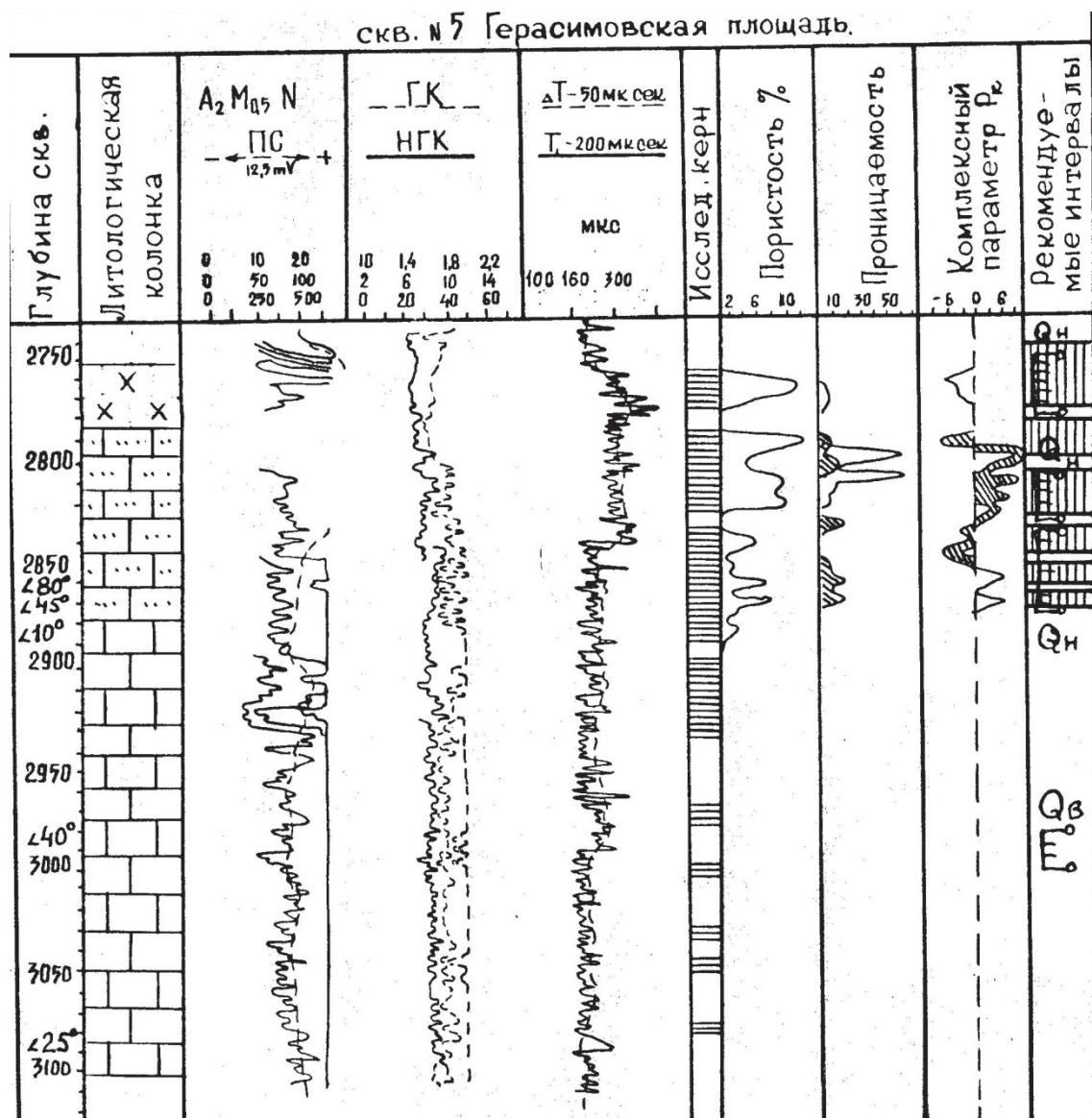


Рис. 4.1. Палеозойские отложения скважины Герасимовская с вынесенными участками проявления трещинных и гидротермальных тектонических ловушек по материалам автора пособия

**Карстово-трещинная** ловушка является разновидностью трещинной или метасоматически-трещинной ловушки (соответствующее сочетание проявления вторичных процессов и трещинной тектоники).

В случае формирования карстовых полостей заполненных нефтью или газом, в том числе и через сопряжённую ловушку трещинного типа, мы будем иметь следующую картину. Наличие возможных образований подобного типа может быть косвенно подтверждено катастрофическими выбросами из контакта палеозоя и юрских отложений при бурении скважин в -е годы в Томской области. Такие катастрофические выбросы задавливались, фонтанирование нефти прекращалось. В последую-

щем, при попытке повторить выброс, скважины больше не фонтанировали. Это может быть связано с тем, что после ликвидации прорыва путём заполнения трещирной ловушки, вскрытой бурением, сопряжённой с карстовой полостью в результате заполнения участков трещин каким-то заполнителем при ликвидации выброса, в короткое время ловушка перестраивалась и по системе гидродинамически связанных тектонических каналов или трещин флюид перемещался в зоны, более благоприятные с точки зрения гидродинамики недр в данном участке.

Таблица 14

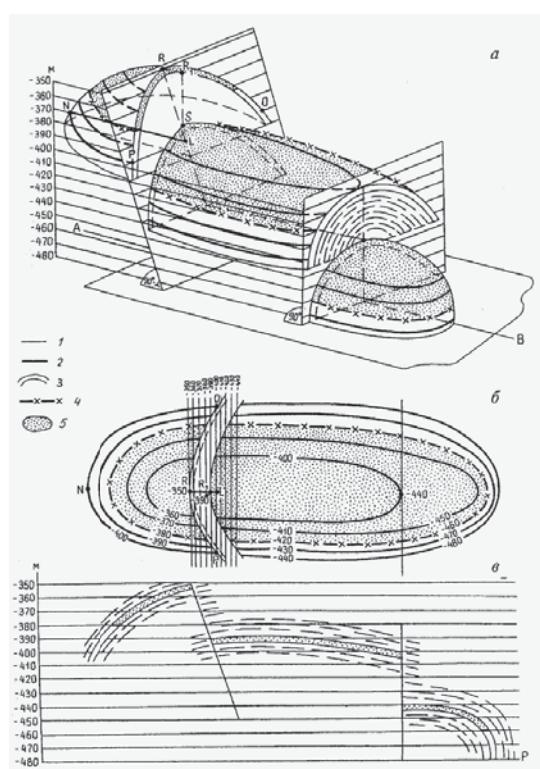
*Данные ФЕС по скважине Герасимовской*

Интервал, м	$K_n, \text{ м}^{-1}$	$K_{np} \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$	Тип коллектора
2 60–2 004	14,0	0,00	—
2 000,0–2 002,0	10,0	0,0	—
2 91,4–2 94,4	10,9	1,10	—
2 94,4–2 99,4	10,6	0,1	—
2 99,4–2 004,0	20,4	4,6	□Б
2 004,0–2 010,3	0,0	0	□III(M, 0)
2 010,3–2 013,3	19,0	0,3,0	□Б
2 013,3–2 010,3	16	3,3	□III(M, 0)
2 010,3–2 020	19,3	6,3	□III(M)
2 020–2 024	23,4	0,4	□III(M)
2 024–2 020	10,1	—	—
2 020–2 030	0,00	4,6	□III(M, 0)
2 041–2 040	4,1	0,1	—
2 000–2 004	3,0	0,1	—
2 004–2 000	3,2	2,1	□III(M, 0)
2961–2 066	0,6	0,6	—
2 066–2 069	2,9	0,3	—
2 069–2 003	9,2	—	—
2 003–2 000,0	0,6	10	□III(0)

Подобное явление мы наблюдаем в Томске на Белом озере, когда для ремонта чаши озера ключи, бившие на дне озера, были зацементированы, а после проведения благоустроительных работ никакие усилия строителей не смогли вызвать приток воды, считающейся целебной. Вода нашла другие пути выхода и источники забили под Воскресенской горой на улице Лермонтова.

## □□ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

Естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке, в количестве достаточном для промышленной разработки, (с единым ВНК) называется **залежью** (рис. 4.14, 4.1□).



*Рис. 4.14. Пластовая сводовая залежь, разбитая на блоки*  
*а - общий вид, б - план, в - профиль. 1 - стратоизопсы экранирующей плоскости;*  
*2 - стратоизогипсы кровли пласта; 3 - линии пересечения кровли и подошвы пласта*  
*с экранирующей плоскостью; 4 - водонефтяной контакт; 5 - залежь*  
*по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову, 1984 г.*

При изучении залежей выделяют такие понятия, как газонефтяной контакт и водонефтяной контакт.

**Газонефтяной контакт ГНК** определяется как граница 1-го содержания свободного газа и 1-го растворения газа в нефти. В этом случае наблюдается переходная зона от нефти к газу. Контакт нефть-газ

представляет собой границу в смеси углеводородов, сходных по физическим свойствам, поэтому разделение их затруднено. Особенno сложно установить ГНК при наличии большой газовой шапки и небольшой ширине нефтяной оторочки. Точное определение контактов особенно требуется для построения карт изопахит эффективной нефтенасыщенной мощности при подсчете запасов нефти (рис. 4.1□).

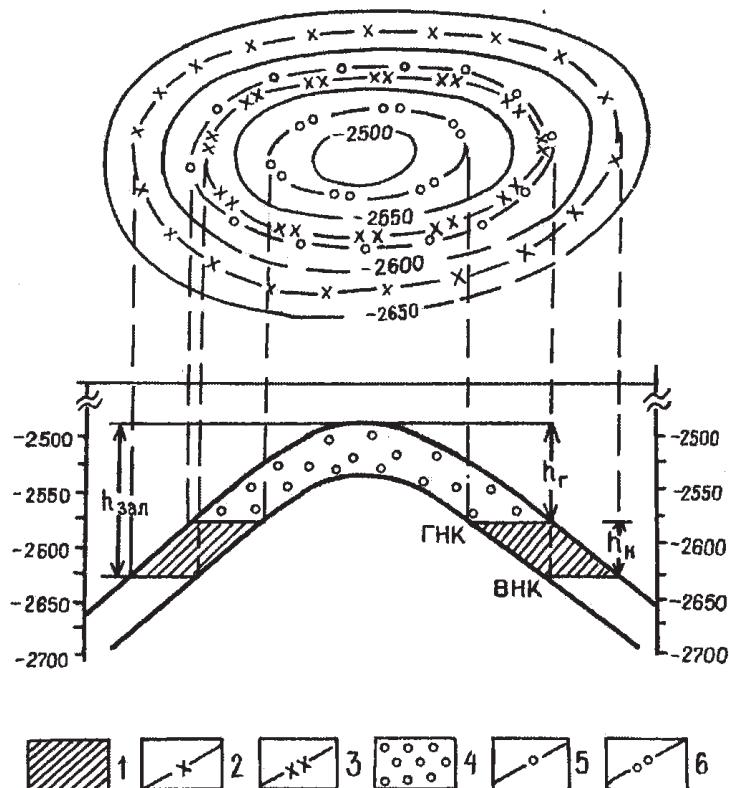


Рис. 4.1□ Принципиальная схема сводовой залежи□

*а □геологический разрез, б □структурная карта. 1 □нефтяная часть залежи□  
□внешний контур нефтеносности□□□внутренний контур нефтеносности□  
4 □газовая часть залежи□□□внешний контур газонасности□6 □внутренний контур  
газонасности. □ □высота газовой шапки□□, □высота нефтяной части залежи□  
□г □н □ □□высота залежи по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 19□□г.,  
и по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлюку, Б.А. Соколову, □□4 г□*

**Водонефтяной контакт** □**ВНК**□является границей, разделяющей в пласте нефть и воду, и представляет собой зону той или иной мощности, в которой содержатся нефть и свободная вода. По мере приближения к зеркалу чистой воды содержание нефти в пласте уменьшается. Часть коллектора, в пределах которого наблюдается переход от чистой нефти к чистой воде, называется переходной зоной.

Наиболее тщательно должно быть установлено положение водо-нефтяного контакта в пологих структурах с небольшой высотой залежи

нефти, так как погрешности, даже небольшие, сильно сказываются на точности подсчета запасов нефти. Наличие в песчаниках тонких прослоев глин сильно затрудняет определение положения водонефтяного контакта различными методами.

Для точного определения положения поверхности ВНК необходимо проводить следующий комплекс исследований: промысловые испытания скважин, изучение кернов, электрический и радиоактивный каротаж. Выделяют горизонтальные и наклонные ВНК. Для изучения характера поверхности ВНК в пределах залежи, определения положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, для построения карт эффективной нефтенасыщенной мощности строят карты изогипс поверхности ВНК.

Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется **внешним контуром нефтеносности Газоносности**. Если поверхность контакта горизонтальная, то контур нефтеносности (газоносности) в плане параллелен кровле пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур нефтеносности (газоносности) на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела.

Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с подошвой продуктивного пласта называется **внутренним контуром нефтеносности Газоносности**.

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточное для заполнения всей мощности пласта, то внутренние контуры газоносности и нефтеносности будут отсутствовать (у залежей в массивных резервуарах).

**Длина, ширина и площадь залежи** определяются по их проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности).

**Высотой залежи** (высота нефтяной части залежи плюс высота газовой шапки) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки.

При горизонтальном ВНК построение внутреннего и внешнего контура нефтеносности производится по структурной карте подошвы (внутренний контур) или кровли (внешний контур) пласта. Под номерами скважин подписывают абсолютные отметки ВНК. Затем на пропорциональном расстоянии между изогипсами проводят линию ВНК. Она не должна пересекать изогипсы, а трассируется параллельно им.

Залежь образуется в той части резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, заставляющими нефть и газ перемещаться в природном резервуаре, и силами, которые препятствуют этому.

Э.А. Бакиров выделяет четыре класса залежей, включающие группы структурные (антиклиналей и куполов и моноклиналей, синклиналей), рифогенные (рифовых массивов), литологические (литологически экранированные и литологически ограниченные), стратиграфические (в коллекторах под несогласиями). Каждая группа в свою очередь подразделяется на типы.

## □□ КЛАССЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Все залежи сгруппированы в классы структурных, рифогенных, литологических, стратиграфических.

### 1. КЛАСС СТРУКТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ □

а) группа залежей антиклиналей и куполов □ типы □ сводовые, висячие, тектонически экранированные осложненные сбросом, тектонически экранированные поднадвиговые, блоковые, приконтактовые) □

б) группа моноклиналей □ типы □ экранированных моноклиналей, дизъюнктивно экранированных □ стратиграфически экранированных □ литологически экранированных □ гидрогеологически экранированных моноклиналей, осложненных разломом, моноклиналей, осложненных структурным носом □

в) группа синклиналей ( дальнейшего подразделения не имеет) □

### 2. КЛАСС РИФОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ включает одну группу – рифовых массивов, включает □ Залежи в рифогенных образованиях □

а) погребенные рифогенные сооружения □

б) сформированными рифостроящими организмами в морских условиях □

### 3. КЛАСС ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ □

а) группа залежей литологически экранированных □

1) располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора □

2) фациального замещения пласта-коллектора □ 3) экранированного битумной пробкой □

б) группа залежей литологически ограниченных □ 4) шнурковые, связанные с дельтами и руслами палеорек □ □) баровыми телами □ 6) линзами □

### 4. КЛАСС СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ □ Структурно-стратиграфические □ типы □ 1) стратиграфические □ 2) останцовые, связанные с палеохолмами палеорельефа □ 3) выступовые, блоковые, связанные с выступами блоков фундамента.

## □□1. КЛАСС СТРУКТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Данный класс включает следующие группы: **группа залежей антиклинальей и куполов** (подразделяется на типы – сводовые, висячие, тектонически экранированные осложненные сбросом, тектонически экранированные поднадвиговые, блоковые, приконтактовые), **группа моноклинальей** (подразделяется на типы – экранированных моноклиналей, – дизьюнктивно экранированных – стратиграфически экранированных – литологически экранированных – гидрогеологически экранированных моноклиналей, осложненных разломом, моноклиналей, осложненных структурным носом, и **группа синклиналей** (далее не имеет).

### □□1.1. ГРУППА ЗАЛЕЖЕЙ АНТИКЛИНАЛЕЙ И КУПОЛОВ

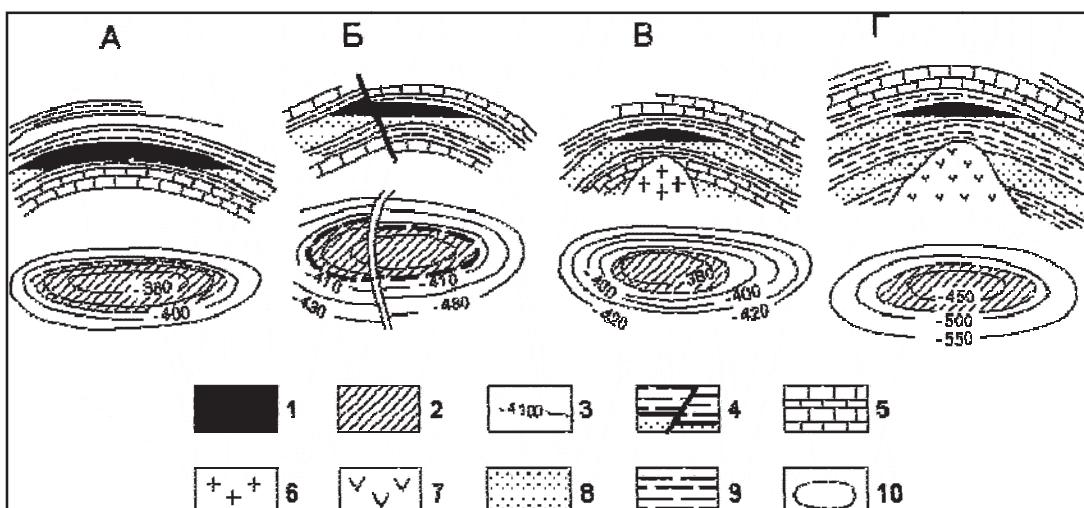


Рис. 4.16. Сводовые залежи структурного класса по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 19□г. □а – ненарушенные □б – нарушенные □в – в структурах осложненными вулканогенными образованиями □г – осложненными соляными куполами Нефтяная залежь □1 – в профиле, □2 – в плане □изогипсы по кровле продуктивного пласта □4 – нарушения □5 – известняки □6 – вулканогенные образования □7 – соляной шток □8 – пески □9 – глины

**Сводовые залежи.** формируются в сводовых частях локальных структур. Они имеют простое ненарушенное строение, иногда осложнены нарушениями, грязевым вулканизмом или вулканизмом (рис. 4.16).

**Висячие залежи** нефти образуются в районах, где наблюдаются большие напоры пластовых вод (складчатые области и предгорные прогибы). Эти залежи являются гидродинамическими, т. к. они смещаются на склон поднятия под действием движущихся вод, причем их можно обнаружить на том склоне, где отмечаются наименьшие напоры вод.

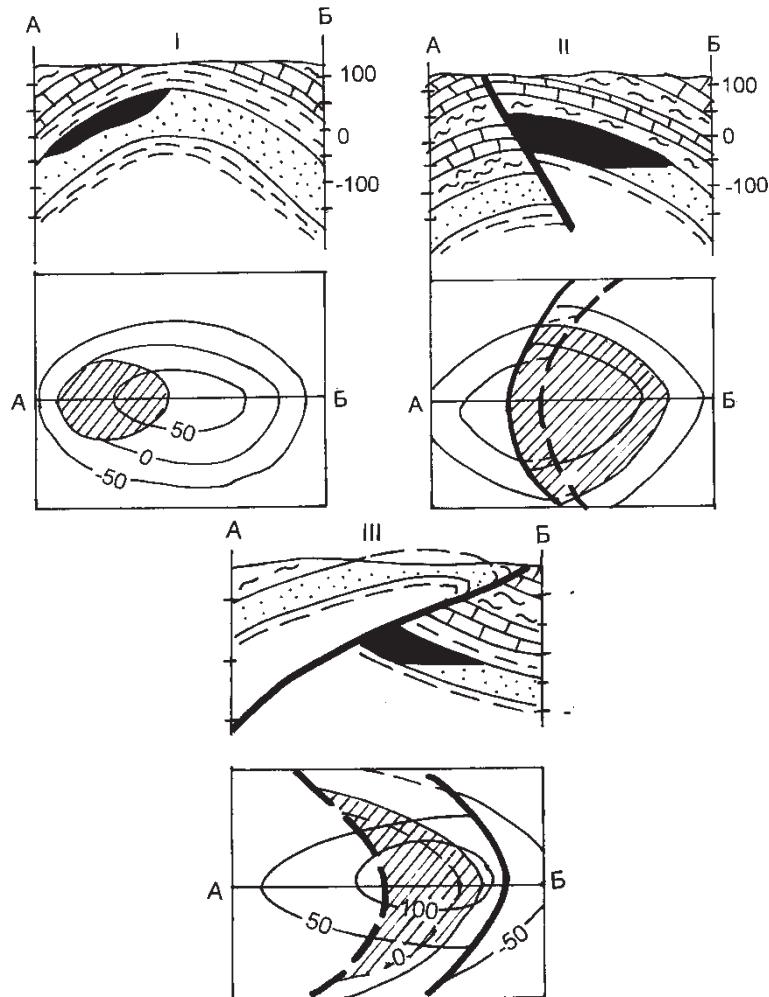


Рис. 4.1 □. Залежи висячие, тектонически экранированные□  
осложненный сбросом тектонически экранированные поднадвиговые  
по Григорьеву, Смирнову, Красильникову

**Тектонически экранированные залежи** формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур. Залежь УВ образуется в том случае, если тектоническое нарушение закрытое (заключенное глиной) и рядом с ним (по другую сторону от пласта-коллектора) имеются непроницаемые слои, например глины. Подобные залежи могут находиться в различных структурах на своде, крыльях или переклиналях (рис. 4.1 □).

**Блоковые залежи.** Сильно нарушенные структуры, встречаются в тектонически активных районах, характеризуются амплитудой смещения по вертикали по нарушениям, превышающей мощность продуктивного пласта (рис. 4.1 □).

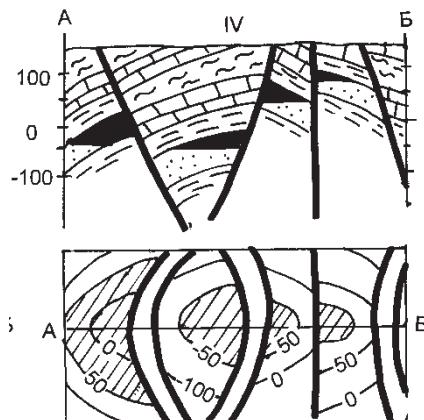


Рис. 4.1 □.Блоковые залежи по [1]

**Приконтактные залежи** образуются в продуктивных пластах, контактирующих с соляными штоками, глиняным диапиром или с вулканогенными образованиями (рис. 4.19).

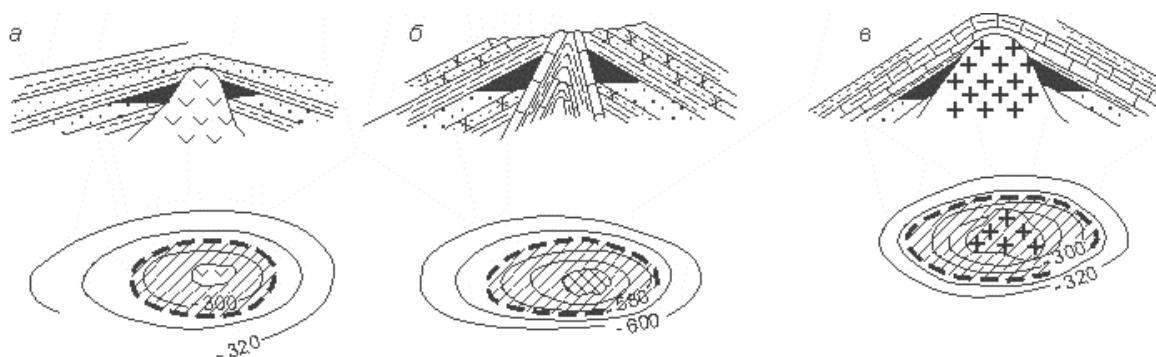


Рис. 4.19. Приконтактные залежи структурного класса:  
а □с соляными штоками□б □с диапировыми ядрами или с грязевулканическими  
образованиями□в □с вулканогенными образованиями  
по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 19□ г.□

## □□1.□ ГРУППА МОНОКЛИНАЛЕЙ

К моноклинным, согласно О.Е. Баженовой и др., 2□4 г. относятся такие классы залежей□дизъюнктивно экранированные, стратиграфически экранированные, литологически экранированные и гидродинамически экранированные залежи (табл. 1□).

На электронном ресурсе (по [1]) кроме названных, предлагается выделение группы моноклиналей, осложненных структурным носом (рис.4.2□).

Таблица 1 □

*Залежи группы моноклиналей*  
по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину, Б.А. Соколову и др., 1974 г. □

Класс залежей	подкласс пластовых залежей	подкласс массивных залежей
Дизъюнктивно экранированный		
Стратиграфически экранированный		
Литологически экранированный		
Гидродинамически экранированный		

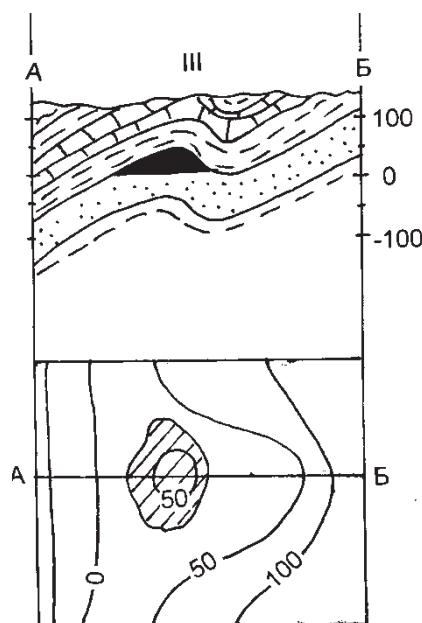


Рис. 4. □ Группа моноклиналей □ осложненных структурным носом.  
по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину, Б.А. Соколову и др.

### □□1.3. ГРУППА СИНКЛИНАЛЕЙ

К синклинальным, согласно О.Е. Баженовой и др., 2004 г. относятся залежи синклинального изгиба (табл. 16).

Таблица 16  
*Залежи группы синклиналей  
по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину, Б.А. Соколову и др., 2004 г)*

Класс залежей	подкласс пластовых залежей	подкласс массивных залежей
Синклинального изгиба		нет

### □□□ КЛАСС РИФОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Класс рифогенных залежей включает только одну группу – рифовых массивов.

### □□□1. ГРУППА РИФОВЫХ МАССИВОВ

**Залежи в рифогенных образованиях** связаны с различными погребенными рифогенными сооружениями, сформированными рифостроющими организмами в морских условиях (рис. 4.21).

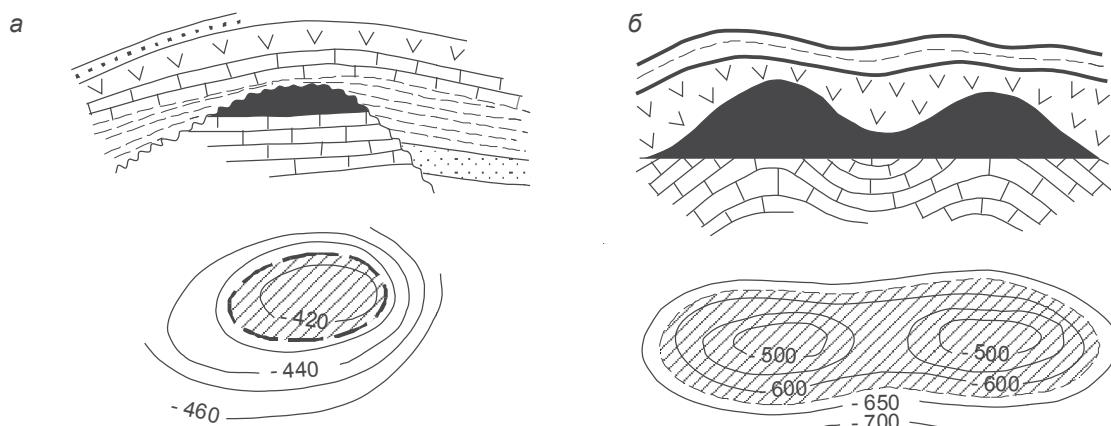


Рис. 4.□1. Залежи рифогенных образований: а – в одиночных рифовых массивах; б – в группе ассоциации рифовых массивов (по <http://www.gubkin.ru/faculty>)

### 4.3. КЛАСС ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

**Залежи литологически экранированные** располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора (рис. 4.22).

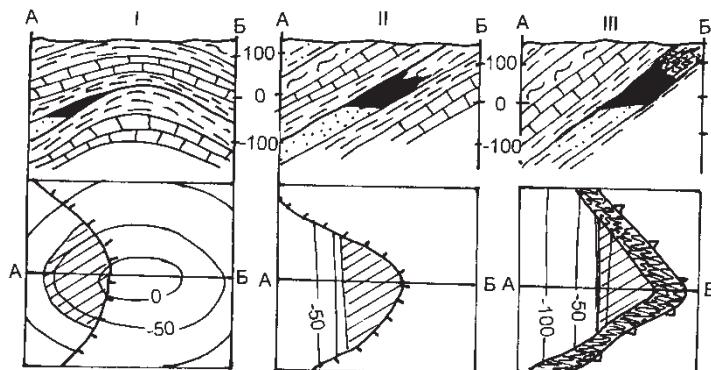


Рис. 4.22. Класс литологически экранированных залежей: — располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора — расположены в зоне фациального замещения пласта-коллектора — залежи экранированные битумной пробкой

Они связаны с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев с замещением проницаемых пород непроницаемыми с запечатыванием пласта-коллектора асфальтом.

**Залежи литологически ограниченные** приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям или к гнездообразно залегающим породам-коллекторам, окруженным со всех сторон плохо проницаемыми породами (рис. 4.23).

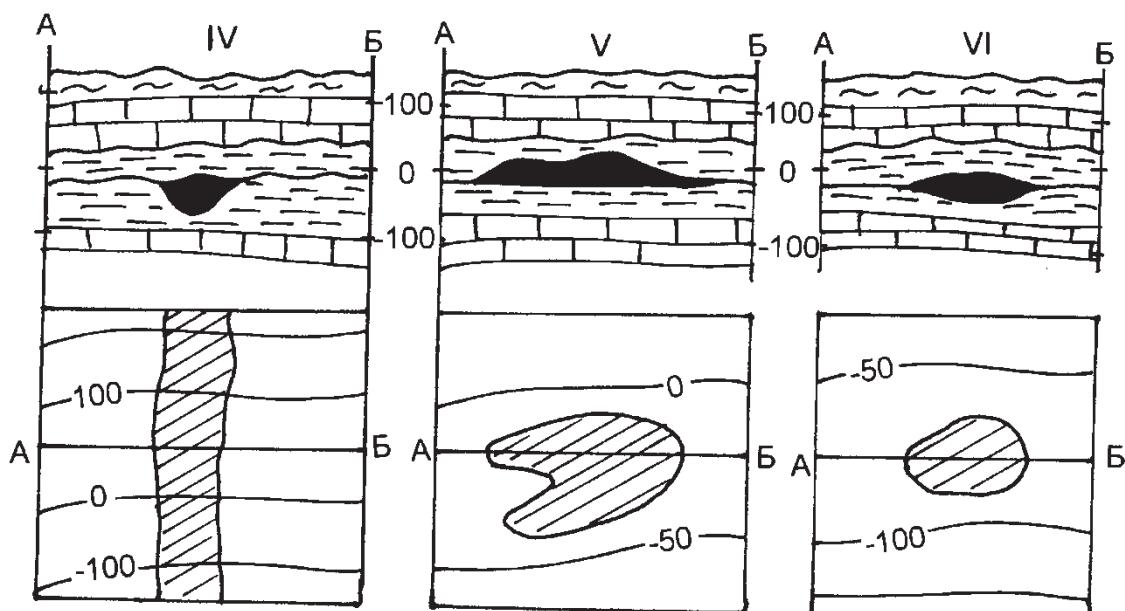


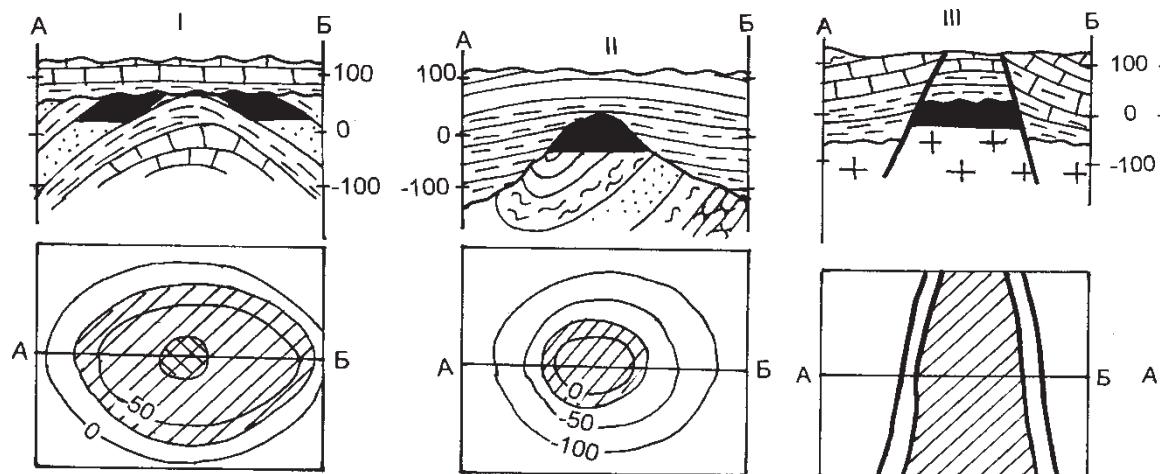
Рис. 4.23. Залежи литологически ограниченные — шнурковые, связанные с дельтами и руслами палеорек — баровыми телами — линзами

Литологически ограниченные залежи, по И.О. Броду, связаны с резервуарами, представленными песчаными накоплениями различной формы в слабопроницаемых толщах – в песчаных образованиях ископаемых русел палеорек – шнурковые или рукавообразные□в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые)□в гнездообразно залегающих песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон плохо проницаемыми глинистыми образованиями, в дельтах□в кавернозных зонах – карстовые и на участках проницаемых пород среди плотных.

## □□□ КЛАСС СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Данный класс включает три типа залежей□

□ **Залежи под стратиграфическими несогласиями** могут находиться на антиклиналях, куполах и моноклиналях. Это ранее сформированная антиклинальная структура, подвергшаяся процессам денудации, в результате которых покрышка и часть коллектора были эродированы, а в последующем в результате осадочного процесса сформировалась новая покрышка (рис. 4.24, □)



*Рис. 4.24. Залежи под стратиграфическими несогласиями могут находиться на антиклиналях, куполах и моноклиналях. □ Останцовые залежи УВ связаны с погребенными останцами (палеохолмами) палеорельефа. ▢ Выступовые залежи, блоковые, связанные с погребенными выступами блоков фундамента*

▢ **Останцовые залежи** УВ связаны с погребенными останцами (палеохолмами) палеорельефа. Это останец палеорельефа, длительное время подверженный воздействию процессов поверхностного выветривания, в результате чего в его приповерхностном слое сформировались коллекторы. В дальнейшем этот участок был погружен на дно моря и

перекрыт глинистыми образованиями, сформировавшими покрышку (рис. 4.24, Ⅲ).

Ⅲ Выступовые залежи, блоковые, связанные с погребенными выступами блоков фундамента. В результате тектонических процессов, территория была разбита на блоки, испытавшие различное по амплитуде смещение и в одном из таких блоков, в результате особенностей проявления вторичных процессов, сформировалась выступовая залежь. (рис. 4.24, Ⅳ).

### □□□ ЗАЛЕЖИ СМЕШАННОГО ТИПА

К смешанному (комбинированному) классу относятся залежи УВ, приуроченные к ловушкам образовавшимся под влиянием не одного, а двух и более факторов, например, залежи литолого-стратиграфические, сводовые с литологическим замещением (структурно-литологические) и ряд других.

### □□ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

**Под месторождением нефти и газа понимается совокупность залежей приуроченных территориально к одной площади и связанных благоприятной тектонической обстановкой.**

Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется **однопластовым**.

Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть **многопластовыми**. По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на **однофазные** и **двуфазные**.

К **однофазным** залежам относятся:

а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;

б) газовые (состоящие более чем на 90% из метана) или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ с углеводородным конденсатом.

К **двуфазным** залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой).

Месторождения делятся по составу залежей на:

□ **нефтяные** – содержащие только нефтяные залежи или нефтяные залежи с газовыми шапками □

□ **газовые** – с газовыми или газоконденсатными залежами, включая залежи с нефтяными оторочками □

□ **нефтегазовые** – содержащие залежи нефти и газа, с преобладанием в разрезе нефтяных залежей □

□ **газонефтяные** – с преобладанием в разрезе газовых залежей.

По числу базисных горизонтов разработки или базисных этажей разведки □

□ **однобазисные** – с одним наиболее крупным базисным горизонтом □

□ **многобазисные** – с несколькими базисными горизонтами.

По количеству запасов нефти (млн т) и газа (млрд м<sup>3</sup>) □

□ **мелкие** – менее 10 млн т или менее 10 млрд м<sup>3</sup> □

□ **средние** – 10–30 млн т или 10–30 млрд м<sup>3</sup> □

□ **крупные** – 30–300 млн т или 30–500 млрд м<sup>3</sup> □

□ **уникальные** – более 300 млн т или более 500 млрд м<sup>3</sup>.

Структурными элементами месторождений являются □ кровля и подошва нефтенасыщенных пластов, водонефтяные и газонефтяные контакты, коллекторы – породы, у которых поровое пространство может быть вместилищем нефти и газа.

Кроме залежей и месторождений нефти и газа выделяют также естественные нефтегазопроявления, представленные выходами газа и различных битумов на поверхность.

По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи двухфазные залежи подразделяются на □

а) **нефтяные** с газовой или газоконденсатной шапкой ( □ 0, □ 5) □

б) **газо-** или **газоконденсатнонефтяные** ( $0,50 \leq 0, \square 5$ ) □

в) **нефтегазовые** или **нефтегазоконденсатные** ( $0,25 \leq 0,50$ ) □

г) **газовые** или **газоконденсатные с нефтяной оторочкой** ( $\leq 0,25$ ) □

(рис. 4.25).

Скопления нефти и газа подразделяются на две категории □ **локальные и региональные**. Такое деление предложил А.А.Бакиров, опубликовавший в трудах Международного геологического конгресса (1964 г.) единую классификацию всех категорий категорий скоплений нефти и газа в земной коре. В категорию локальных скоплений им включаются залежи и местоскопления. **Залежь** нефти и газа представляет собой естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах. Залежь образуется в той части резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, заставляющими нефть и газ перемещаться в природном резервуаре, и силами, которые препятствуют этому.

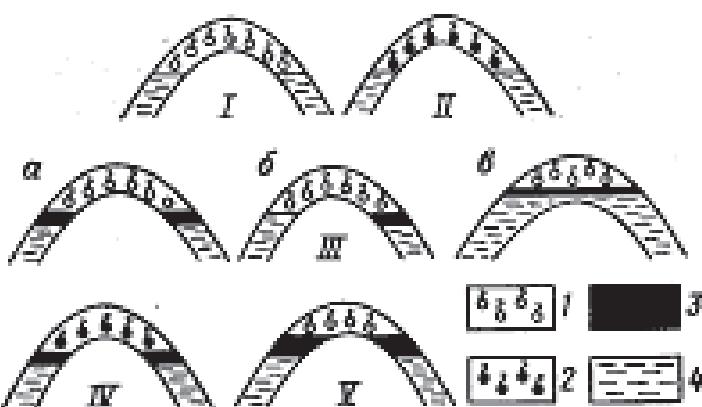


Рис. 4.2 □ Классификация залежей по фазовым состояниям углеводородов (по В.С. Мелик-Пашаеву).

Залежи: □ – газовая, ▨ – газоконденсатная, ▨▨ – газовая с нефтяной оторочкой (а – двухсторонней, б – односторонней, в – подгазовой), ▨▨▨ – газоконденсатнонефтяная, □ – нефтегазовая. □ – газ, 2 – газоконденсат, ▨ – нефть, 4 – вода

**Местоскопление** нефти и газа – это совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом.

В категорию региональных скоплений углеводородов Э.А. Бакировым включаются зоны нефтегазонакопления. Она представляет собой совокупность смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой локальных ловушек.

Кроме того, выделяется категория крупных регионально нефтегазоносных территорий, в состав которых входят 1) нефтегазоносные районы, 2) нефтегазоносные области, 3) нефтегазоносные провинции, 4) нефтегазоносные пояса. Газ, нефть и вода располагаются в ловушке согласно их плотностям. Газ, как наиболее легкий, располагается в кровельной части природного резервуара под покрышкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже – водой.

## □ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Вслед за образованием углеводородов из ОВ осадочных пород происходит их миграция и аккумуляция в месторождения. Под миграцией понимается перемещение подвижных флюидов углеводородов в горных породах. Наиболее полно, в настоящее время этот вопрос освещен коллективом авторов (О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым и др., 2004 г, Э.А. Бакировым и др., 1991 г, изложен в лекциях Калимовой Н.Т. (Атырауский институт нефти и газа)).

Выделяются две фазы миграции – первичную и вторичную. Нефть и газ способны свободно мигрировать в породах земной коры, и место современного их нахождения, как правило, не является местом их образования. Они могут перемещаться вследствие явлений фильтрации и всплыивания, а также вследствие вытеснения из пород под действием различных факторов (уплотнения и деформации пород, тектонических нарушений и др.).

По отношению к нефтегазоматеринским толщам различают первичную и вторичную миграцию (рис. 5.1.).

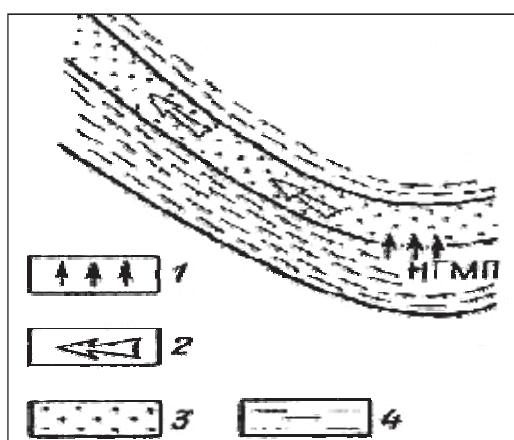


Рис. 5.1. Схема первичной и вторичной миграции.

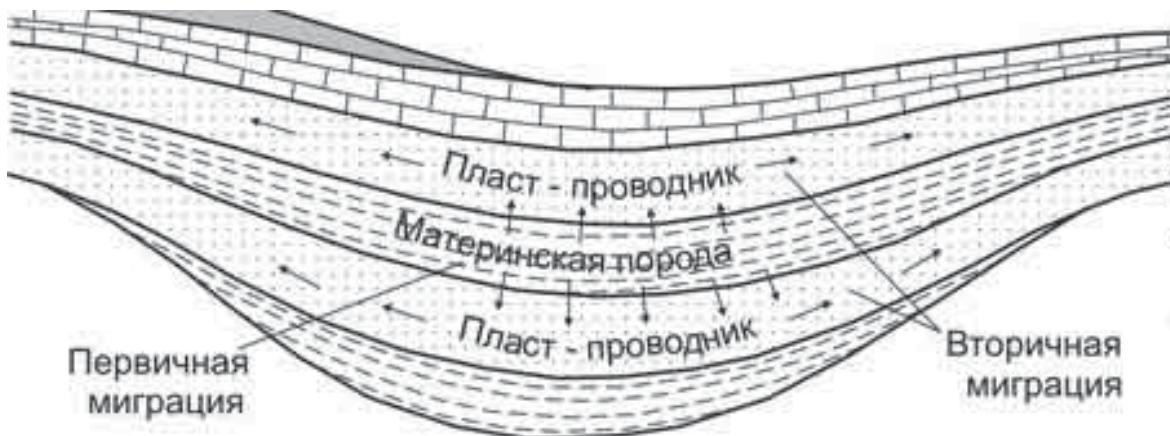
Миграция: 1 – первичная, 2 – вторичная, 3 – порода-коллектор, 4 – нефтегазоматеринские породы. (по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 1990 г.)

## □ ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Захороненное в осадках органическое вещество (ОВ) преобразуется в битумоиды, в составе которых присутствуют соединения, наследующие от биомолекул углеродистый скелет и элементы пространственной структуры. Пространственная асимметрия биомолекул сохраняется в нефтях (оптическая активность).

Особенности расеянных битумоидов

- 1) асимметрия молекул и неравновесность состава □
- 2) контроль со стороны внешних по отношению к захороненному ОВ условий – термодинамический режимом недр, скоростью осадкоакопления□
- 3) особенность битумоидов – их дисперсно-рассеянное в нефтематеринских породах состояние, отсутствие макроструктуры в распределении концентраций□
- 4) приуроченность к глинистым породам.



*Рис. □.2.Начало миграции микронефти из нефтематеринских пород  
(по С.С. Захаровой, ЯГУ)*

Далее наступают этапы первичной миграции и аккумуляции УВ.

А. Часть молекул мигрирующей микронефти приходит в согласованное движение, создавая направленные потоки углеводородного вещества к ловушкам, и аккумулируется там, образуя скопления.

Б. Часть микронефти остается в дисперсно рассеянном состоянии,

В. Часть рассеивается (диффузия, вымывания и вертикальные перетоки УВ, биодеградация, окисление).

Снижение давления и усиление потока инфильтрационных вод ведёт к выделению УВ в свободную фазу (аккумуляция в ловушках).

Считается, что нефть выходит из домаников в виде капелек (первичная миграция), которые устремляются либо вверх (гравитация), либо вдоль резервуаров вследствие напора воды в результате проявления гидравлического фактора (рис. 5.2 и 5.3).

Органогенная теория происхождения нефти предполагает выделение протонефти из нефтематеринских пород и миграция ее по проницаемым пластам вверх по их восстанию. Миграция нефти начинается с капелек (рис. 5.4), выходящих из нефтематеринской породы в примыкающие к ним пласти-коллекторы.

**Первичной миграцией** называется отделение углеводородов от материнской породы и переход их в проницаемый резервуар. И.М. Губкин представлял первичную миграцию как вынос нефти из материнских пород в виде мельчайших капелек (рис. 5.2). Это крайне трудно себе представить, особенно если речь идет о тонкодисперсных глинистых породах с минимальной проницаемостью и пористостью. Но процесс перемещения углеводородов все же происходит, возможно, в виде водных молекулярных растворов, мицеллярных растворов или в виде газовой фазы (рис. 5.3).



Рис. 5.2 Аккумуляция нефти и газа в ловушках (по С.С. Захаровой, ЯГУ)

Важную роль в процессах миграции воды и нефти имеют гидрофильные и (или) гидрофобные свойства играют горных пород. т. е. явления смачивания и прилипания жидкостей к поверхности частиц.

Образование осадочных пород проходит в водной среде. Коллектор всегда содержит какое-то количество воды, которая не допускает контакта мигрирующей или образующейся нефти с частицами породы.

В **гидрофильных** породах нефть занимает крупные промежутки среди воды, и емкость коллектора сильно зависит от капиллярных сил воды и нефти, поскольку мелкие капилляры в коллекторе занимает еще седиментационная вода, которая препятствует движению нефти в узкие каналы.

В **гидрофобной** породе (угли, породы с включениями парафина, воска, битумов) вода не смачивает поверхность ее частиц и стремится переместиться в более широкую часть пор. Нефть занимает узкие поры,

вытесняя из них воду, обволакивая частицы породы. Миграция ее сильно затруднена или может происходить только в результате сжатия породы.

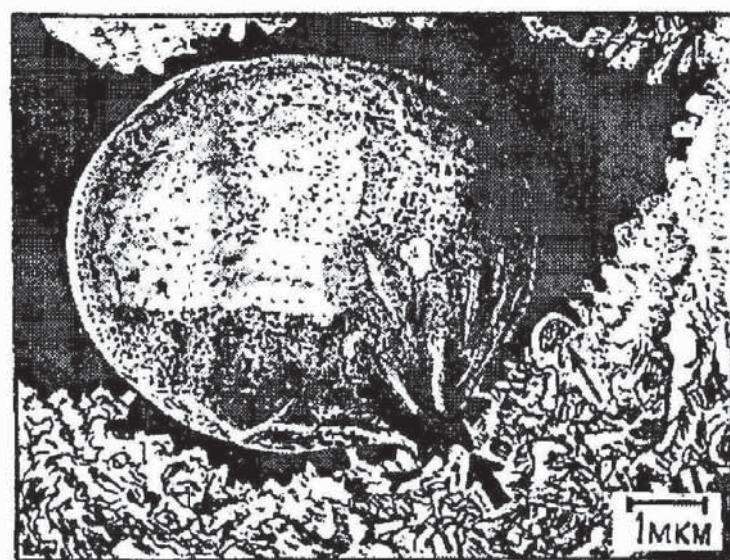


Рис. □4. Выжимание капли нефти из нефтематеринской породы (по Бриену и др.)

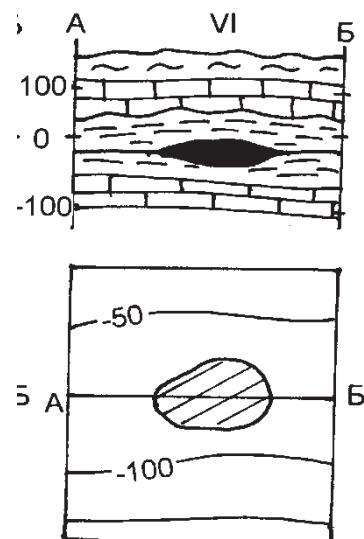


Рис. □□ Возможный принцип формирования аномальных разрезов баженовской свиты, где первичная нефть выжимается в песчаные линзы, предположительно входящие в составе баженовской свиты

Благоприятные условия для миграции нефти создаются при высоком нефтенасыщении и повышенных температурах порядка 100–150 °C. Вода более подвижна, по сравнению с нефтью, двигается и по узким, и по широким каналам, и активнее уходит в более благоприятные для нее зоны коллектора. Место воды занимает нефть и выделившийся из нее газ.

По характеру движения и в зависимости от физического состояния углеводородов различается миграция□

– **молекулярная** (диффузия), движение в растворенном состоянии вместе с водой□

– **фазовая** (в свободном состоянии), когда углеводороды могут находиться в жидком (нефть) и газообразном (газ) состоянии, а также в виде парообразного газонефтяного раствора.

Проблема миграции нефти и газа включает три основных вопроса□ факторы, вызывающие миграцию□состояние, в котором флюиды перемещаются□масштабы (расстояния) миграции.

Первичная миграция, может идти в любом направлении – вбок, вверх, вниз□Первичная миграция начинается еще в диагенезе□по мере уплотнения осадка из него отжимается седиментационная вода вместе с заключенным в ней органическим веществом, находящимся в состоянии коллоидных и мицеллярных растворов. В истинный раствор легко переходит метан. Большая часть седиментационной воды уходит вверх, в покрывающий осадок водоем.

Н.Б. Вассоевич выделяет следующие стадии уплотнения и отжатия флюидов из осадка и породы□

- 1) свободное уплотнение при погружении до 250 м□
- 2) затрудненноё уплотнение – до 600 м□
- 3) сильно затрудненное уплотнение – до 3250 м.

Главным фактором уплотнения является геостатическая нагрузка, т. е. давление веса вышележащих слоев.

Мощность глин при снижении пористости от □0 до 20 □ уменьшается на 14. Это происходит за счет вытеснения из пор иловой воды. Если в кровле и подошве глинистой пачки залегают пески, то воды из глин должны переместиться в эти песчаные пласты, испытывающие меньшее уплотнение. Далее по пескам воды будут двигаться вверх – в сторону меньшей геостатической нагрузки или скапливаться в песчаных линзах, в пределах нефтематеринской толщи (рис. 5.5), как это имеет место в аномальных разрезах баженовской свиты в Западной Сибири.

Седиментационная вода не только движется через пески, но взаимодействует с ними□растворяет кремнезем, осаждает его в пустотах, образует зерна вторичного кварца, доломита, кальцита и других цементирующих веществ. В результате пористость песков уменьшается. Ниже 2,5–3 км движение вод затруднено, что нередко приводит к возникновению аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

## □□ ВТОРИЧНАЯ МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

**Вторичной миграцией** называется движение углеводородов по проницаемым толщам и пластам в сторону ловушек. Основными причинами вторичной миграции являются

– гравитационные силы всплыивания более легкой нефти в воде (архимедова сила) □ капиллярные силы □ гидродинамические силы □ напор воды □

– гидрохимические силы □ напор воды, вызванный различим в минерализации вод □ геотермические силы □ напор воды, вызванный неоднородностью поля температур □ процессы перестройки структуры и динамического напряжения □ геодинамический переток.

В осадочном бассейне по большей части все эти силы объединяются, и по мере погружения всегда происходит перемещение чередующихся зон перенапряжения и разрядки и, соответственно, постоянно идет переток флюидов. В.П. Савченко была предложена гипотеза струйной миграции нефти в коллекторах, согласно которой, углеводороды, выделяющиеся из материнских пород в коллектор, объединяются в струйки, которые сливаются в потоки, движущиеся по своим каналам, не всегда совпадающим с потоками основной массы воды. Скорость перемещения потоков изменяется от миллиметров до метров в год.

Путями миграции нефти и газа служат поры и трещины в горных породах, а также поверхности наслоений, разрывных нарушений и стратиграфических несогласий, по которым нефть и газ не только мигрируют в земной коре, но и могут выходить на поверхность (рис. 5.6).

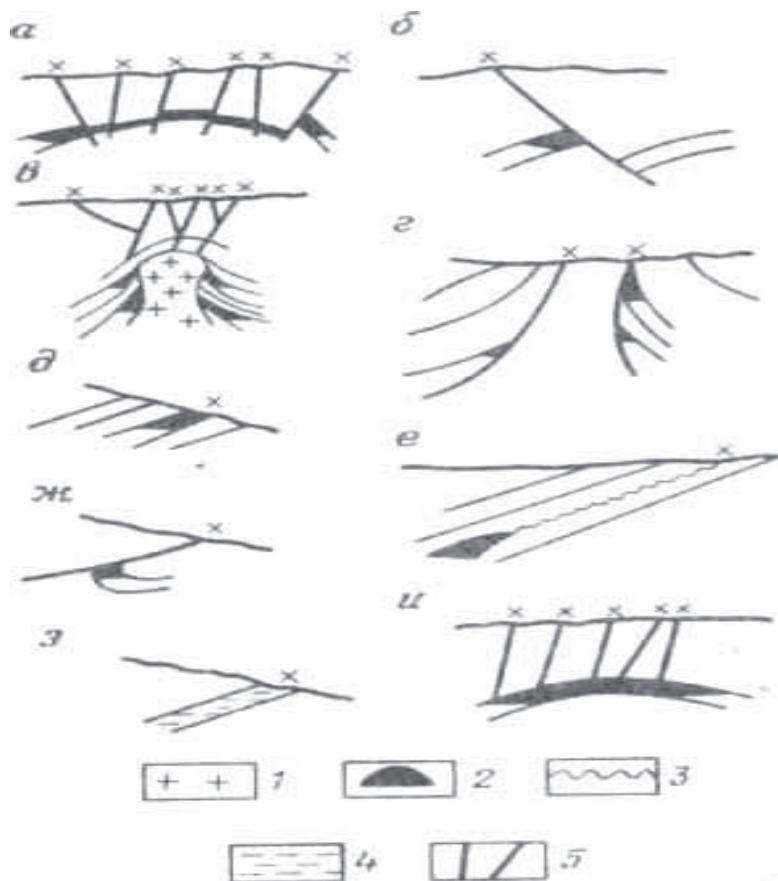
При вторичной миграции нефть и газ, попадая в коллектор, заполненный водой, под действием гравитационного фактора стремятся занять наиболее высокое положение и перемещаются вертикально вверх (рис. 5.4).

Всплытие нефти по восстанию пласта при наклонном положении пластового резервуара происходит до тех пор, пока не будет по какой-либо причине прекращено (изгиб пласта в обратную сторону, непроницаемый экран и т. п.).

Сущность действия **гидравлического фактора** заключается в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти.

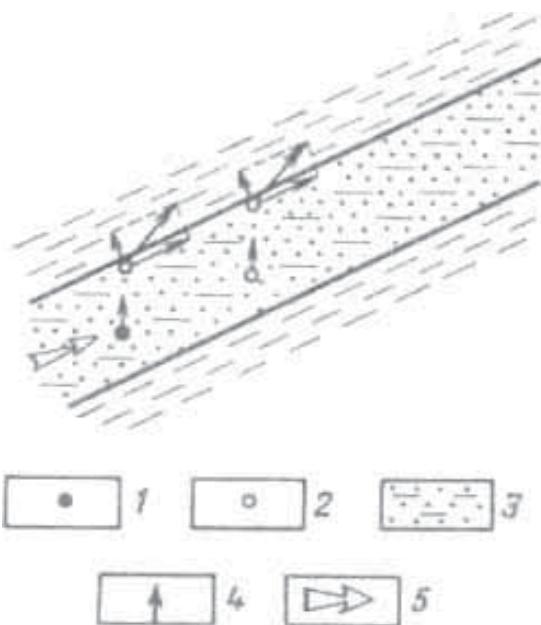
Вторичная миграция обусловлена гидравлическим, гравитационным и другими факторами. Капли нефти и пузырьки газа, попадая в коллектор, всплывают, пока не встретят непроходимую преграду в виде кровли пласта. При наклонном положении пласта, капли и пузырьки, достигшие кровли, начинают перемещаться вверх по восстающей

(рис. 5.□), пока и здесь, в свою очередь, не достигнут предела перемещения (непроницаемый экран, изгиб пласта в обратную сторону, зона проявления вторичной кальцитизации, и т. п.).

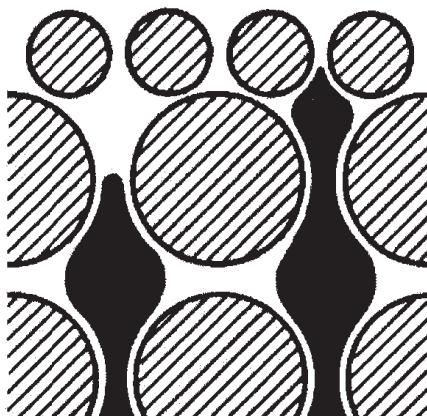


*Рис. 5.□ Пути миграции и выхода, связанные:*  
*а–г, ж, – с поверхностью разрывных смещений и диапиров, д–е – с поверхностями*  
*стратиграфических несогласий, 3 – миграция с водой по пласту (пласт выходит*  
*на поверхность), и – миграция и выходы по трещинам. 1 – соль, 2 – залежи нефти (газа),*  
*3 – поверхность несогласия, 4 – вода, 5 – разрывные смещения (или трещины),*  
*косыми крестиками показаны выходы нефти и газа на поверхность.*  
*(по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 200 г.)*

Всплыvанию нефти и газа препятствуют силы межфазового трения и молекулярное притяжение стенок пор в породе, а также капиллярные силы, особенно в каналах диаметром менее 0,05 мм, так как вода, покрывает стенки каналов, и препятствует перемещению по ним нефти. Капля нефти, подталкиваемая гравитационными силами, меняет форму, что приводит к ее удлинению и изменению поверхностного натяжения. При достаточном давлении (или возрастания количества самой нефти) капля ужимается и проскальзывает сквозь пережим. Такое явление называется эффектом Жамена (рис. 5.□). Если первая капля прошла сквозь пережим, то последующие порции нефти проходят сквозь него уже свободно.



*Рис. 11 Направления действия гравитационных и гидравлических сил на нефть и газ в водонасыщенном пласте:*  
 1 – капля нефти 2 – пузырек газа 3 – насыщенный водой пласт 4 – гравитационных, 5 – гидравлических  
 (по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 2000 г.)



*Рис. 12 Изменение формы капли при сужении порового канала*  
 (по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину, Б.А. Соколову и др., 2004 г.)

Смена первичной миграции вторичной происходит последовательно и практически непрерывно в процессе погружения осадочных толщ и прохождения ими через зоны генерации осуществляется последовательное отщепление все новых и новых порций углеводородов и их движение через эти толщи.

Смена первичной миграции вторичной происходит последовательно и практически непрерывно в процессе погружения осадочных толщ и прохождения ими через зоны генерации осуществляется после-

довательное отщепление все новых и новых порций углеводородов и их движение через эти толщи.

Вторичная миграция направлена преимущественно по восстанию проницаемых пластов и пачек **Горизонтальная миграция** **латеральная** **Переход из одной проницаемой толщи в другую осуществляется по разломам, зонам трещиноватости, поверхностям литологического на- слоения и стратиграфическим несогласиям** **Вертикальная миграция**

Не случайно наиболее крупные скопления нефти и газа образуются внутри толщ, состоящих из переслаивающихся и замещающих друг друга по простиранию глинистых, и песчаных пачек, а также внутри известняков, доломитов, приобретающих в катагенезе вторичную трещинную пористость.

Процесс аккумуляции тесно связан с дифференциацией углеводородов в ловушке, а также и на путях миграции. Время и последовательность аккумуляции определяется, прежде всего, тектоническим строением региона, формой и генезисом ловушек. В одинаковых термодинамических условиях раньше всего углеводороды заполняют литологические ловушки, затем стратиграфически- и тектонически- экранированные.

### **3. МАСШТАБЫ РАССТОЯНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ МИГРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Расстояния, направления и скорости миграции УВ зависят от их состояния и геологической обстановки формирования залежей.

При первичной миграции вместе с отжимаемыми из глинистых материнских пород водами в пласт-коллектор перемещаются и углеводороды. Скорость миграции УВ в этом случае будет не меньше, чем воды. Однако интенсивность первичной региональной миграции газа в растворенном, состоянии вместе с элизионными водами в среднем за какой-либо этап погружения (и уплотнения) глинистых материнских пород характеризуется довольно низкими значениями, не более  $10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^2$  в год.

Вторичная миграция газа (и, возможно, нефти) в растворенном состоянии происходит с той же скоростью и в том же направлении, что и движение пластовых вод, в которых он растворен. Пластовые воды перемещаются в основном в латеральном (по напластованию) направлении (в область меньших пластовых давлений). Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров (например, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции).

Диффузионный массоперенос газа, который осуществляется во всех направлениях (в сторону уменьшения концентрации газа) через трещины водонасыщенных горных пород, в том числе и глинистых, характеризуется наименьшими скоростями. Максимальные вертикальные расстояния, на которые мигрирует газ в диффузионном потоке, определяются диффузионной проницаемостью пород и временем этого процесса. По современным представлениям, эти расстояния вряд ли могут превышать 10 км.

Газ и нефть в свободном состоянии мигрируют преимущественно в вертикальном направлении к кровле пласта-коллектора, а затем в направлении большего угла восстания пласта. Миграция в этом случае характеризуется наибольшими скоростями. Скорость струйной миграции газа и нефти зависит главным образом от фазовой проницаемости пород для газа и нефти и пористости пласта, а также от вязкости нефти и газа, угла наклона пласта и разности плотностей воды, нефти и газа в пластовых условиях. По расчетам А.Е. Гуревича, скорость движения газа при угле наклона 1° может составить 1 м/год, при 10°–11° м/год, что значительно (на два порядка) превышает скорость миграции газа в растворенном состоянии вместе с движущимися пластовыми водами. Расчеты В.П. Савченко показывают, что высота сечения струи при этом может быть весьма небольшой – около 1 м.

О значительных масштабах миграции нефти за длительный срок свидетельствуют крупные скопления битумов в виде нефтяных песков, асфальтовых озер. Крупнейшие скопления битумов известны в Канаде (Атабаска), в Венесуэле (пояс Ориноко), в Сибири (Оленёк) и других местах. Для образования столь громадных скоплений окисленной, преобразованной нефти нужно еще более грандиозное количество мигрирующей нефти. Скорость перемещения флюидов гидрогеологи оценивают как невысокую – от единиц до десятков сантиметров в год.

По серии экспериментов Л. Каталана по миграции нефти в водонасыщенном песке получились скорости 110 000–430 000 км/млн лет.

По расчетам С.Г. Неручева скорость в зависимости от условий может колебаться от 0,34 до 2–600 км в млн лет.

В реальных геологических условиях скорости существенно изменяются в зависимости от тектонических, литологических, гидрогеологических и других условий. В спокойных платформенных условиях скорость движения флюида значительно ниже, чем в геосинклинальных областях.

По расстояниям движения (масштабам) миграция может быть – региональной, контролируемой размещением зон нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления

– локальной, контролируемой отдельными структурами дизъюнктивной тектоникой, литологическими и стратиграфическими экранами.

В процессе миграции углеводороды испытывают изменения и миграционные потери. Часть нефти адсорбируется, часть идет на преобразование минеральных веществ. Газ растворяется в воде и выходит на поверхность в виде источников. В некоторых складчатых сооружениях, например Баку и Берингово море расход газа составляет десятки и тысячи кубометров в сутки.

Миграция нефти и газа вместе с водой может происходить и в сорбированном (водой) состоянии – это одна из наиболее распространенных форм их перемещения в хорошо проницаемых породах (внутрирезервуарная миграция). В процессе движения воды нефть и газ могут образовывать самостоятельные фазы. Дальнейшее перемещение выделившихся из воды нефти и газа происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям валообразных поднятий. Таковы основные факторы миграции нефти и газа в коллекторах с хорошей проницаемостью.

В плохопроницаемых породах (алевролитах и глинах) основным фактором миграции является **избыточное давление** в подстилающих газонасыщенных толщах, обусловливающее диффузию газа.

#### **Миграция облегчается □ если □**

– увеличивается наклон пласта коллектора, благоприятствующее всплытию и продвижению нефти вверх по восстанию пласта □

– если происходит общее движение всех флюидов (в т. ч. воды) по восстанию пласта □

– если присутствует газ, снижающий вязкость нефти и способствующий ее продвижению в ловушки.

#### **Движению жидких флюидов в пласте препятствуют □**

– встречный поток воды, создающий гидрогеологический барьер (миграция затрудняется и может вовсе прекратиться) □

– капиллярные силы, особенно в тонких капиллярах диаметром менее 0,05 мм, когда вода гораздо лучше, чем нефть смачивает большинство минералов и, легко поднимаясь по капиллярам, сужает перегородки в поровых каналах □

– снижение проницаемости на участках пласта.

## □□ ПРИНЦИП ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Принцип дифференциального улавливания и формирования залежей нефти и газа в процессе миграции углеводородов приводится применительно к валу, вдоль которого структуры располагаются одна выше другой.

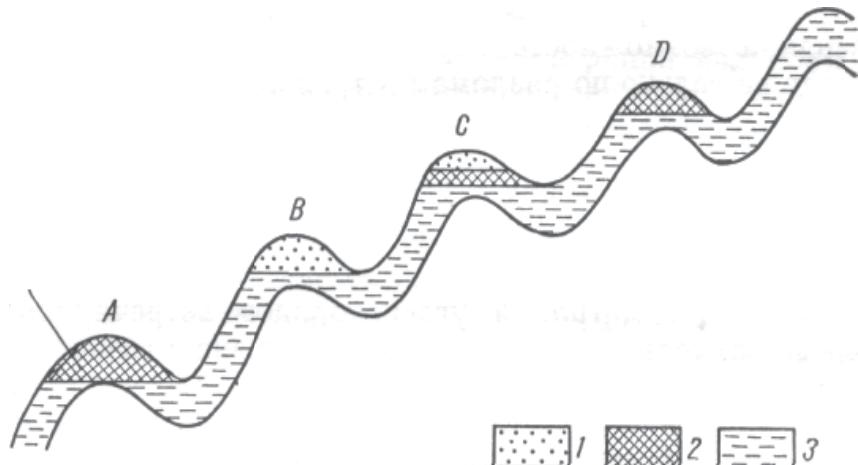


Рис. □□ Схема распределения залежей нефти и газа при дальнейшей боковой миграции (по А. Л. Козлову): 1 – газ 2 – нефть 3 – вода

Возможны различные случаи перемещения углеводородов по валу. Рассмотрим вариант, когда происходит движение нефти с растворенным в ней газом (рис. 5.□).

На больших глубинах, где давление насыщения нефти газом ниже пластового, газ полностью растворен в нефти и ловушки заполнены ею. После заполнения ловушек нефть будет мигрировать дальше вверх по восстанию пласта. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения (участок между ловушками А и В), газ будет выделяться в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ловушку В.

При этих условиях в данной ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой или (если газа будет достаточно, чтобы полностью заполнить ловушку В до замка) нефть может быть отдавлена вниз, в следующую ловушку, а газ заполнит структуру В до замка. Выше по валу будут расположены газонефтяные или нефтяные залежи. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек вала, то наиболее высоко расположенные структуры будут заполнены только водой.

Нефть и газ при миграции в свободной фазе перемещаются в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой же ловушке, встреченной мигрирующими газом и нефтью, будет происходить их аккумуляция и в результате образуется залежь.

Если нефти и газа достаточно для заполнения целого ряда ловушек, лежащих на пути их миграции, то первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья – только нефтью, а все остальные ловушки, расположенные гипсометрически выше (рис. 5.10, *а*), могут оказаться пустыми (содержать воду). Здесь происходит так называемое дифференциальное улавливание нефти и газа. Миграция нефти и газа в свободном состоянии может осуществляться не только внутри пласта-коллектора, но и через разрывные смещения, что также приводит к формированию залежей.

Если в пласте-коллекторе происходит движение нефти с растворенным в ней газом, то на больших глубинах ловушки будут заполнены нефтью (и растворенным в ней газом). После заполнения этих ловушек нефть будет мигрировать вверх по восстанию пластов. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения, газ будет выделяться из нефти в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ближайшую ловушку. В этой ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой, или, если газа будет много, она заполнится газом, а нефть будет вытеснена им в следующую гипсометрически выше расположенную ловушку, которая будет содержать газонефтяную или нефтяную залежь. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек, то наиболее высоко расположенные из них будут заполнены только водой (рис. 5.10, *б*). Таким образом, дифференциальное улавливание нефти и газа имеет место при формировании их залежей только в тех случаях, когда движение и нефти, и газа осуществляется в свободной фазе.

Принцип дифференциального улавливания не является универсальным, объясняющим формирование залежей во всех случаях. Например, при миграции газа в растворенном состоянии в антиклинальных структурах, расположенных на больших глубинах, газовые залежи не смогут образоваться в случае, если воды недонасыщены газом. Ловушки окажутся заполненными водой. Выделение газа в свободное состояние и заполнение им ловушек, расположенных выше, возможно при условии, если при перемещении пластовых вод вверх по восстанию пласта пластовое давление окажется меньше давления насыщения.

В этом случае характер размещения залежей будет иной, чем в случае дифференциального улавливания. Высоко расположенные ловушки будут содержать залежи газа, а глубоко расположенные окажутся пустыми (рис. 5.10, *в*). Следовательно, особенности размещения залежей газа и нефти в значительной мере могут быть обусловлены и другими геологическими факторами.

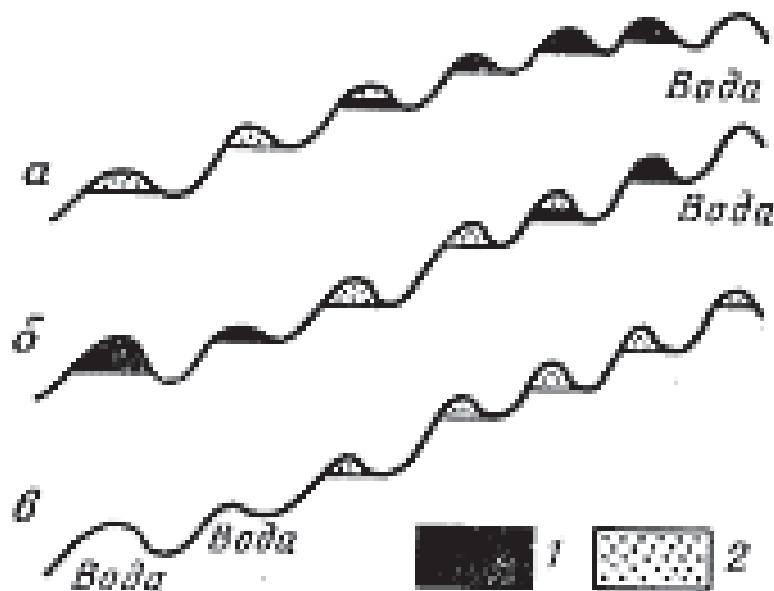


Рис. 5.10. Особенности смещения газовых, нефтяных и газонефтяных залежей в зависимости от состояния мигрирующих углеводородов. 1 – газ, 2 – нефть (по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 200 г.).

Интересные особенности в размещении залежей нефти и газа наблюдаются в Бухарской зоне регионального нефтегазонакопления, где в юрских отложениях встречены преимущественно нефтяные залежи, а в меловых – газовые (рис. 5.11). Здесь, как правило, юрские образования продуктивны в структурах, занимающих низкое гипсометрическое положение, а меловые – в структурах, занимающих высокое гипсометрическое положение.

Формирование газовых залежей за счет газа, прежде растворенного в воде, а затем выделившегося в свободное состояние, в результате восходящих тектонических движений, охвативших данный регион, будет происходить во всех ловушках, расположенных в этом регионе, если пластовое давление в них окажется меньше давления насыщения.

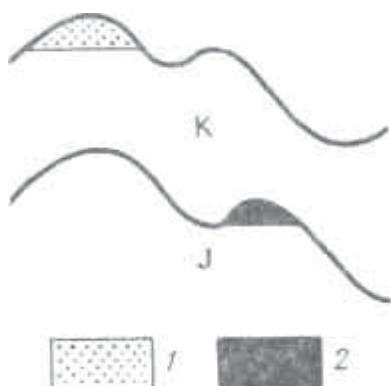


Рис. 5.11. Принципиальная схема размещения газовых и нефтяных залежей в юрских и меловых отложениях одной из групп месторождений Бухарской зоны нефтегазонакопления: 1 – газ, 2 – нефть. (по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 200 г.)

## ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МЕЖРЕЗЕРВУАРНОЙ МИГРАЦИИ

В складчатых областях и зонах, прилегающих к региональным сбросам, залежи формируются в результате **вертикальной межрезервурной миграции** по кливажным трещинам в глинах (рис. 5.12.1), по жерлам грязевых вулканов (рис. 5.12.2) или по сбросу, вызванному разломом в кристаллическом фундаменте (рис. 5.12.3). В этих случаях залежи газа и нефти растут по направлению от свода к крыльям, вытесняя краевую воду из пласта вниз по падению, и при этом обычно не заполняют полностью ловушку на всю ее высоту.

Характер распределения нефти и газа в процессе их миграции и аккумуляции в мощных литологических толщах во многом определяется наличием глинистых и других покрышек, их мощностями, выдержанностью по площади, экранирующей способностью, положением в пространстве, соотношением с пластами-коллекторами, а также развитием различных типов ловушек, их вмещающей способностью, гидрогеологической обстановкой, разрывными смещениями и другими факторами.

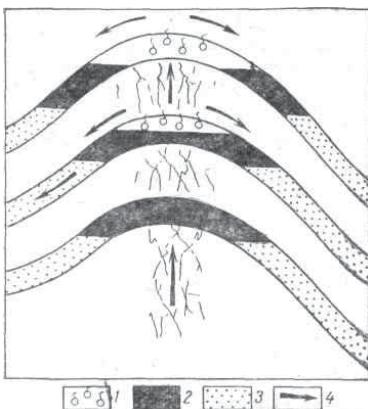


Рис. 5.2. Схема образования нефтегазовых залежей в результате вертикальной миграции газа и нефти. 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – направление движения флюидов (по И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, 1982)

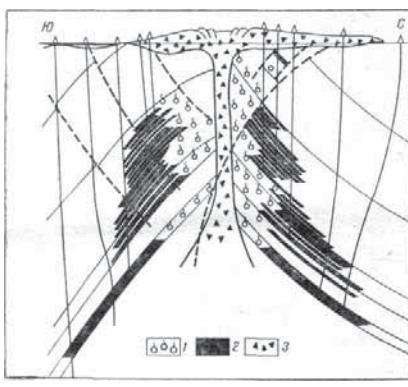


Рис. 5.2.2 Месторождение Локбатан, осложненное открытым грязевым вулканом и надвигом (по Б. К. Баба Заде).  
1 – газ; 2 – нефть; 3 – брекчия (по И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, 1982)

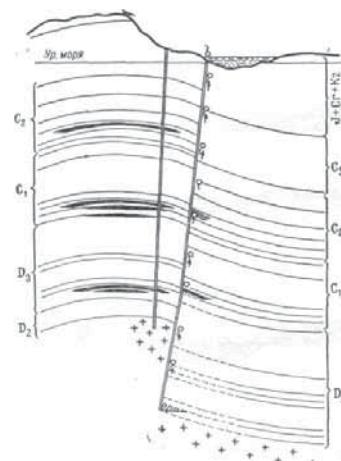


Рис. 5.2.3 Схематический профиль через нефтяное месторождение Зольный овраг (по И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, 1982)

## □□ ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ [ВНУТРИРЕЗЕРВУАРНОЙ] МИГРАЦИИ

Миграция вдоль пласта (латеральная миграция) получает свое наибольшее развитие с началом горообразующих процессов. Движение нефти по пласту продолжается до тех пор, пока она не скопится где-либо в ловушке в виде обособленной залежи. Таким образом, скопление нефти в виде залежи всегда представляет собой вторичное скопление.

На рис. 5.13. приведен пример образования газонефтяной залежи в складке (а) в результате латеральной миграции нефти и газа. С течением времени количество газа увеличивается, газовая шапка расширяется, газ вытесняет нефть из залежи и, наконец, занимает все пространство ловушки. В этом случае залежь (а) превратится в чисто газовую, а нефтяные и газонефтяные залежи будут образовываться выше по восстанию в ловушке (б).

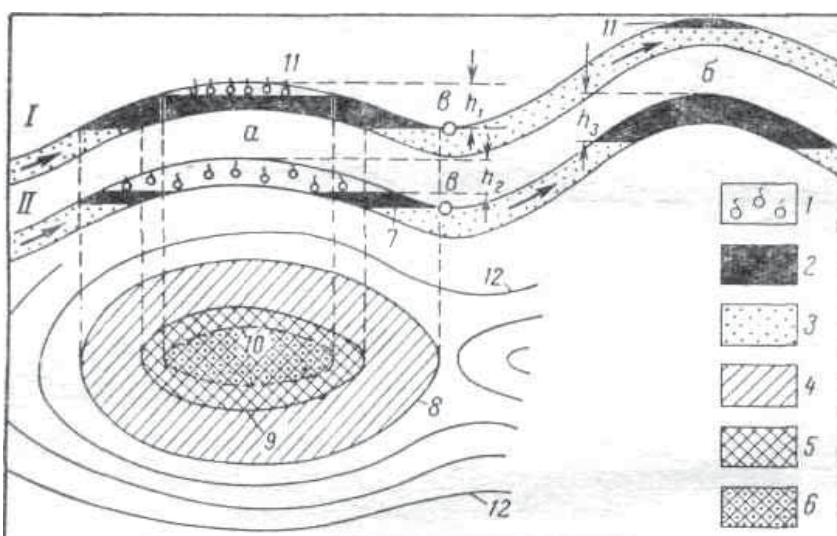


Рис. □□ Схема пластовых залежей нефти и газа, образовавшихся в результате латеральной миграции (по И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, □□□)

В отдельных случаях залежи могут образоваться **на месте**. Это возможно, если нефтегазоматеринские формации содержат линзы или не связанные между собой прослои пород-коллекторов, окруженные не-проницаемыми пластами. Образовавшиеся нефть и газ попадают в изолированные коллекторы и там сохраняются. Нефть, которая сформировалась в породах, образовавшихся одновременно с нефтью, называется **сингенетической**. Сингенетическая нефть известна от кембрия до плейстоцена включительно. Залежи сингенетической нефти часто называются еще **первичными залежами** (по И.М. Губкину).

В случае наличия мелкой трещиноватости или крупного нарушения в породах, покрывающих первичную залежь, или в свите, в которой образовались нефть и газ, последние под действием давления перемещаются по трещинам в зоны меньшего давления. Как правило, в таких случаях нефть и газ движутся снизу вверх. Такая миграция нефти и газа называется **вертикальной миграцией**.

Если трещины доходят до пористого песчаника или пористого известняка, хорошо прикрыто глинистыми слабопроницаемыми породами, и если при этом давление воды в коллекторе ниже давления, под которым находятся нефть и газ, то последние будут распространяться в ту или другую сторону от трещиноватой зоны вдоль коллектора, образуя в нем залежи нефти и газа **Латеральная миграция**. При осуществлении как вертикальной, так и латеральной миграции формируются залежи, которые академик И.М. Губкин называл **вторичными залежами**.

Таким образом **вторичной залежью** называют скопление нефти, образовавшееся вне нефтепроизводящей свиты в результате вертикальной или латеральной миграции нефти и газа.

## **□□ РАЗРУШЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Скопления нефти и газа, образованные в результате миграции и аккумуляции их в ловушках, в последующем могут быть частично или полностью разрушены под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов. Миграционные процессы, с помощью которых формируются залежи нефти и газа, также могут привести к полному или частичному их разрушению, так как они продолжаются и после образования скоплений нефти и газа.

Тектонические движения могут привести к исчезновению ловушки вследствие ее наклона или образования дизъюнктивного нарушения, тогда нефть и газ из нее будут мигрировать в другую ловушку или на поверхность. Если в течение продолжительного времени крупные территории испытывают восходящие движения, то нефтегазосодержащие породы могут быть выведены на поверхность, а углеводороды, содержащиеся в них, рассеются (рис. 5.14, 5.15).

К уничтожению скоплений нефти и газа приводят также биохимические реакции при наличии разлагающих УВ бактерий и химические процессы (окисление).

В ряде случаев разрушение залежей происходит при диффузионных процессах.

Изучение процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа имеет большое значение, так как позволяет целенаправленно вести

поисково-разведочные работы на нефть и газ, разрабатывать и совершенствовать методы их поисков.

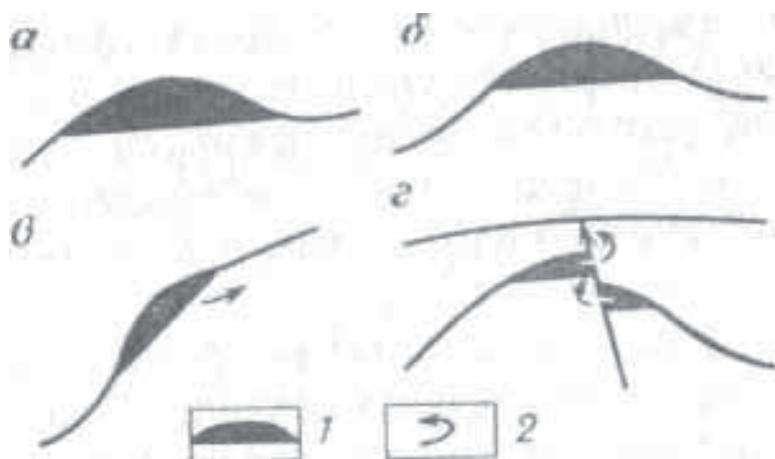


Рис. 14. Разрушение залежей (а, б) вследствие наклона ловушки (в) или образования сброса (г). 1 – нефть, 2 – направление миграции нефти в залежи (по Э.А. Бакирову, В.И. Ермолкину, В.И. Ларину и др., 200 г.)

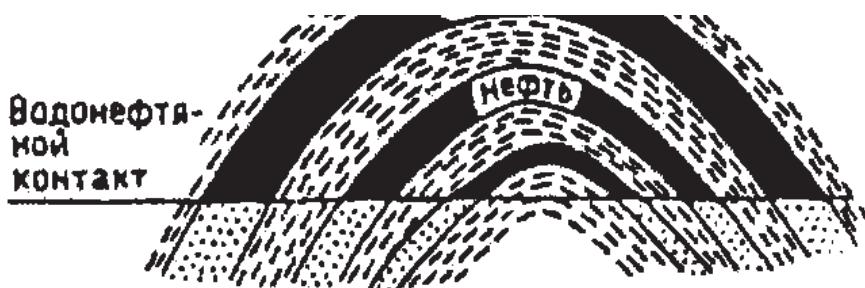


Рис. 15. Разрушение залежей вследствие вскрытия пород флюидоупоров денудационными процессами (по О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлину, Б.А. Соколову и др., 2004 г.)

М.К. Калинко в 1964 г. разделил процессы разрушения углеводородов на две группы: 1) физические, 2) химические и биохимические. Среди физических процессов наряду с теми, которые приводили к образованию залежей, выделяются исчезновение ловушки под влиянием тектонических движений, исчезновение ловушки вследствие вскрытия нефтегазосодержащих пород процессами эрозии, рассечение залежи проводящими тектоническими разрывами, выходящими на поверхность, и осложнение месторождений внедрением масс каменной соли, глин или магматических пород. Таким образом, физические процессы, которые, как указывалось выше, являются основным агентом, обуславливающим процессы миграции и формирования нефтяных и газовых залежей, могут приводить как к полному, так и к частичному разрушению залежей. Например, тектонические движения могут вызвать исчезновение ловушки,

тогда данная залежь будет уничтожена, а нефть и газ или мигрируют в новую ловушку, или будут разрушены. Если в течение продолжительного времени крупные территории будут испытывать восходящие движения, то естественно, что нефтегазосодержащие породы будут выведены на поверхность и частично или полностью уничтожены.

Биохимические реакции при наличии разлагающих углеводороды бактерий могут привести к уничтожению скоплений нефти и газа. Химические процессы могут не только разрушить нефть, но и уменьшить действие физических процессов разрушения. Это происходит, когда окисленная нефть создает асфальтовые пробки, которые сдерживают рассеивание последующих порций поступающей нефти.

Масштабы разрушения газовых скоплений значительно больше, чем нефтяных. Постоянная диффузия газа, по мнению В.А. Соколова, делает невозможным продолжительное существование газовых скоплений, если не происходит поступления новых порций газа. Возможно также полное растворение газовых залежей в контактирующих водах при погружении залежей на большие глубины в зоны повышенных температур и давлений.

Процесс разрушения месторождений нефти и особенно газа достаточно широко развит в природе, и его изучение имеет большое значение для правильного ведения поисково-разведочных работ.

## **□ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

В настоящее время общепринятой является теория осадочного происхождения нефти. Отсюда вытекает и важнейший вывод о закономерностях размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре. Около 1000 месторождений нефти и газа приурочено к осадочным образованиям. В разрезе каждой нефтегазоносной провинции содержится один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью и разделенных газо-нефтепроницаемыми толщами отложений – покрышками. Зоны нефтегазонакопления в земной коре группируются в зоны, совокупность которых, в свою очередь, образует нефтегазоносные области, объединяемые в крупные нефтегазоносные провинции. На локальных месторождениях нефти и газа могут встречаться одновременно несколько типов залежей.

В размещении месторождений нефти и газа наблюдается зональность – одни территории преимущественно нефтеносны, другие преимущественно газоносны, в третьих обнаруживается и газ и нефть. Зональность может быть в том числе и вертикальной.

## □□ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Известные до настоящего времени порядка 32000 местоскоплений нефти, газа и битумов, распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу осадочных отложений, что является главнейшей геологической особенностью размещения нефти и газа в недрах.

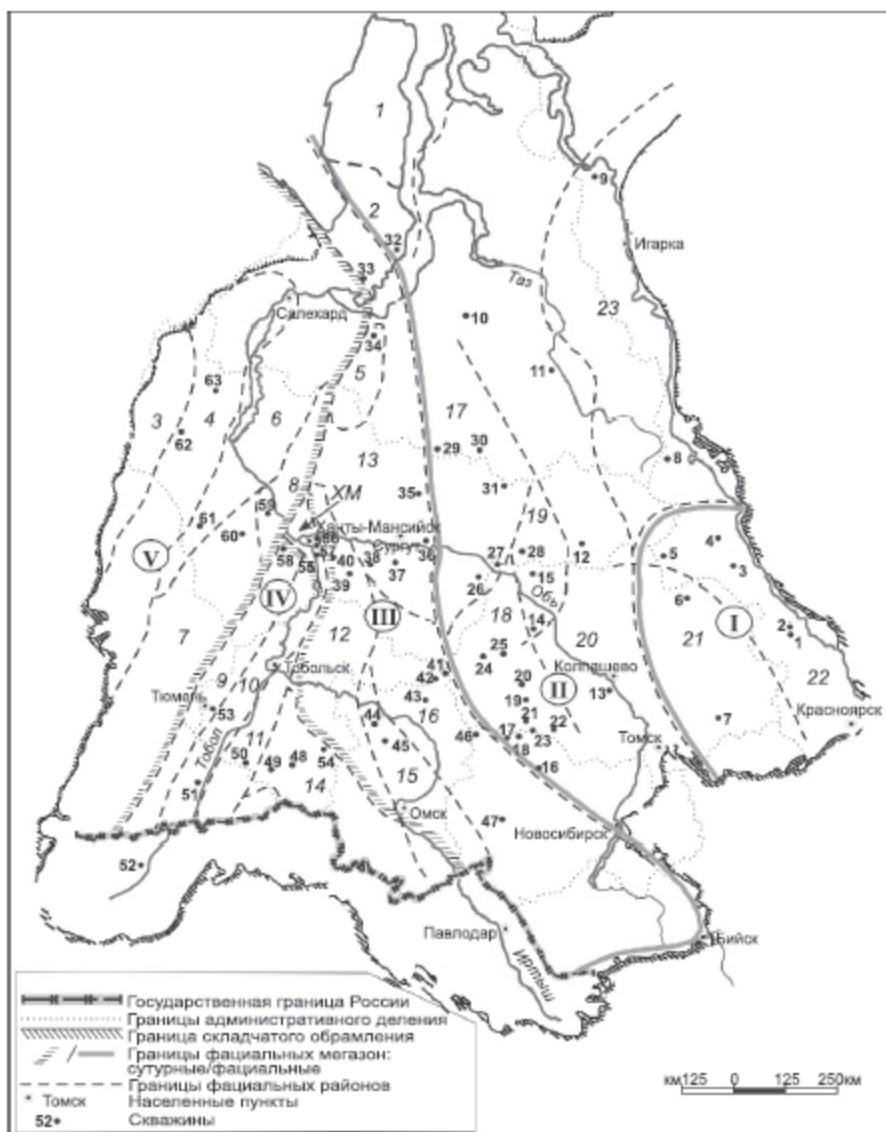


Рис. □.□ Западно Сибирская нефтегазоносная провинция  
(по Елкину Е.А., Сенникову Н.В., Бахареву, С.Ю. Беляеву, Н.Г. Изох,  
А.В. Каныгину, А.Г. Клец, А.Э. Конторовичу, В.А. Конторовичу,  
О.Т. Обут, С.В. Сараеву, Ю.Ф. Филиппову, 200□)

Значительные концентрации нефти и газа связаны с Ближним и Средним Востоком (Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и др.), Северной Африкой (Ливия, Алжир), Мексиканским Заливом, Северным морем и

другими регионами. Кроме того, в мире известно громадное количество мелких и средних местоскоплений. Вместе с тем неизвестны одиночные местоскопления углеводородов. Все они размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя категории региональных скоплений нефти и газа.

Типы локальных и региональных скоплений находятся в тесной связи с геологической историей развития определенных типов геоструктурных элементов земной коры и с особенностями строения и состава слагающих их осадочных отложений. Поэтому, при изучении недр, первостепенной задачей является проведение нефтегазогеологического районирования исследуемой нефтегазоносной или перспективной территории, т. е. выделение в ее пределах различных единиц нефтегазогеологического районирования.

Подобные классификации нефтегазоносных территорий и нефтегеологического районирование являются основой выявления закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре.

В основе на тектоническом принципе, Э.А. Бакиров в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования рекомендует выделять в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления.

**Нефтегазоносные провинции** – единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе (рис. 6.1).

**Нефтегазоносная область** – территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории.

**Нефтегазоносный район** – часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления и выделяющаяся или по геоструктурному или по географическому признаку.

**Зона нефтегазонакопления** – ассоциация смежных и сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек.

В зависимости от генетического типа оставляющих зоны нефтегазонакопления ловушек они подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные.

Нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным, а местоскопления и залежи относятся к локальным скоплениям нефти и газа.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Если во времена, когда автор данного пособия закончил обучение в Томском государственном университете, пишущая машинка считалась признаком продвинутости ученого, то в настоящее время научный прогресс идёт в сфере компьютеризации учебного и научного процесса.

Особенностью данного курса является акцент автора на ресурсы Интернета, где появляются различные научные гипотезы, ещё не прошедшие апробирование общественностью и не принятые в качестве альтернативных существующим научным взглядам.

Это делается для того, чтобы показать изучающим данный учебный материал, что научная идея постоянно развивается и взгляды на геологию со временем могут меняться, как меняются технические приспособления по работе с информацией.

Цитирование некоторых материалов приводится по электронным ресурсам, так как бывает сложно установить автора приводимого того или иного материала. Если какое-то цитирование проведено не точно или не корректно, то автор данного учебного выражает своё сожаление по этому вопросу и по всем вопросам, возникшим при прочтении пособия просит сообщать по адресу в Интернете [www.vtut.ru/~golovin/](http://www.vtut.ru/~golovin/)

Каждому сегодняшнему студенту необходимо усвоить, что в период его научной или производственной деятельности после окончанию учёбы и получения соответствующего диплома необходимо будет часто усваивать новый, не известный ранее научный материал, возможно перестраивать взгляды на тот или иной раздел геологической науки.

В этом плане в предлагаемом пособии даны некоторые спорные гипотезы, а также некоторые рассуждения автора, приведённые с целью пробудить у читателя интерес к научному поиску, возможно, к выработке в необходимых случаях нового мировоззрения по тому или иному вопросу.

Автор пособия желает всем будущим читателям данного учебного материала успехов по развитию понимания науки как процесса творческого и постоянного развивающегося.

## ЛИТЕРАТУРА

В каждой главе помещены рисунки со ссылкой на интернет-ресурс. Остальные источники приводятся по первому изданию настоящего пособия, с добавлением № 13–16 настоящего списка.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ВВЕДЕНИЕ. РАЗВИТИЕ НЕФЯНОЙ ГЕОЛОГИИ В РОССИИ .....	4
ВВЕДЕНИЕ. ОСНОВА УЧЕБНОГО КУРСА .....	6
1. ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ЗЕМЛИ. ПРОЦЕССЫ ЛИТОГЕНЕЗА ...□	
1.1. История использование нефтепродуктов в россии.....□	
1.2. Классические взгляды на развитие земли .....	10
1.2.1. Материки и подвижные пояса – геосинклинали .....	10
1.2.2. Платформы и геосинклинали .....	11
1.3. Некоторые гипотезы развития земли .....	13
1.3.1. Конвекционные ячейки .....	14
1.3.2. Гипотеза плюмов.....	16
1.3.3. Горячие точки .....	1□
1.3.4. Гипотезы расширения земли .....	1□
1.4. Геохронологическая шкала .....	1□
1.5. Краткие выводы.....	21
1.6. История формирования земли. Лунная стадия .....	26
1.□.Возникновение кислородной атмосферы .....	2□
1.□.Пять стадий литогенеза. Формирование каустобиолитов и акаустобиолитов. Стадии нефтеобразования и газообразования .....	2□
1.□.1.Гипергенез .....	2□
1.□.2.Седиментогенез.....	30
1.□.3.Каустобиолиты и акаустобиолиты .....	31
1.□.4.Диагенез. Начальная стадия газообразования .....	33
1.□.5.Катагенез. Главная стадия нефтеобразования и газообразования .....	34
1.□.6.Метагенез (метаморфизм). Стадия □газового дыхания□.....	36
1.□.□Стадия ультраметаморфизма (гранитазации) .....	3□
2. ГЛАВНЫЕ ТИПЫ ПОРОД, СЛАГАЮЩИХ ЛИТОСФЕРУ .....	3□
2.1. Главные группы осадочных пород .....	40
2.2. Органическое вещество в природе .....	40
2.3. Сапропелиты.....	46
2.4. Процесс образования нефти.....	4□
2.5. Каустобиолиты .....	4□

2.6. Что такое нефть Характеристика природных углеводородных систем .....	4□
2.□.Состав и свойства нефтей .....	50
2.□.Физические свойства нефти.....	51
2.□.Хемофоссилии.....	54
2.10. Химические классификации нефтей.....	55
2.11. Товарная и технологическая классификации нефти.....	56
2.12. Газовые углеводородные системы.....	5□
2.13. Состав и свойства газов.....	5□
2.14. Классификация газов .....	60
2.15. Гидраты природных газов .....	61
2.16. Газоконденсатные системы .....	63
2.1□.Продукты природного преобразования нефтей .....	64
2.1□.Горючие сланцы .....	64
2.1□.Твердые битумы .....	65
2.1□.1.Асфальтиты .....	66
2.1□.2.Кериты .....	66
2.1□.3.Антрааксолиты.....	66
2.1□.4.Богхеды .....	6□
2.1□.5.Озокериты.....	6□
2.1□.6.Шунгиты .....	6□
2.1□.□Графиты .....	6□
3. ПОРОДЫ, С КОТОРЫМИ СВЯЗАНО ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА .....	6□
3.1. Нефтематеринские породы .....	6□
3.2. Современные представления о нефтегазообразовании.....	□1
3.3. История воззрений на генезис нефти.....	□2
3.3.1. Первые гипотезы биогенная, абиогенная.....	□2
3.3.2. Космическая гипотеза м.а. соколова .....	□3
3.3.3. Гипотеза н.а. кудрявцева .....	□3
3.3.4. Органогенная теория сегодня .....	□4
3.3.5. Абиогенная гипотеза .....	□4
3.3.6. Аргументы в пользу биогенной теории.....	□5
3.3.□.Некоторые современные гипотезы происхождения нефти и газа .....	□□

3.3.□.1. Синтез метана из углекислого газа морской воды в районе срединно-океанических хребтов .....	□□
3.3.□.2. Осадочно-неорганическая гипотеза .....	□0
3.3.□.Краткие выводы .....	□2
3.4. Породы-коллекторы .....	□4
3.5. Пористость пород-коллекторов .....	□□
3.6. Проницаемость пород-коллекторов .....	□0
3.6.1. Краткие выводы .....	□2
3.6.2. Криосфера. Породы-коллекторы в песчаниках .....	□4
3.6.3. Породы-коллекторы в карбонатных породах .....	□6
3.□.Породы-покрышки (флюидоупоры).....	□□
3.□.1.Классификация покрышек .....	100
3.□.Породы-коллекторы и породы-флюидоупоры Западной Сибири .....	101
3.□.1.Породы-коллекторы в породах палеозойского возраста.....	102
3.□.2.Породы-коллекторы в отложениях васюганской свиты.....	104
3.□.3.Породы-флюидоупоры в отложениях георгиевской и баженовской свит .....	105
3.□.4.Формирование пород-коллекторов в отложениях ачимовской толщи.....	106
4. РЕЗЕРВУАРЫ, ЛОВУШКИ, ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....	10□
4.1. Типы и элементы складок .....	10□
4.1.1. Типы складок.....	10□
4.1.2. Элементы складок.....	110
4.2. Природные резервуары.....	111
4.2.1. Типы природных резервуаров .....	111
4.3. Краткие выводы.....	115
4.4. Ловушки нефти и газа.....	11□
4.5. Краткие выводы.....	123
4.6. Залежи нефти и газа.....	12□
4.□.Классы залежей .....	130
4.□.1.Класс структурных залежей.....	131
4.□.1.1.Группа залежей антиклиналей и куполов .....	131
4.□.1.2.Группа моноклиналей .....	133
4.□.1.3.Группа синклиналей .....	135

4.□.2.Класс рифогенных залежей .....	135
4.□.2.1.Группа рифовых массивов .....	135
4.□.3.Класс литологических залежей .....	136
4.□.4.Класс стратиграфических залежей .....	13□
4.□.5.Залежи смешанного типа .....	13□
4.□.Месторождения нефти и газа .....	13□
5. МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	141
5.1. Первичная миграция нефти и газа.....	141
5.2. Вторичная миграция нефти и газа.....	146
5.3. Масштабы (расстояния), направления и скорости миграции нефти и газа .....	14□
5.4. Принцип дифференциального улавливания и формирования залежей нефти и газа .....	152
5.5. Формирование залежей при вертикальной (межрезервуарной) миграции .....	155
5.6. Формирование залежей при латеральной (внутрирезервуарной) миграции .....	156
5.□.Разрушение залежей нефти и газа .....	15□
6. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА .....	15□
6.1. Нефтегеологическое районирование.....	160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	162
ЛИТЕРАТУРА .....	163

Учебное издание□



КОВЕШНИКОВ Александр Евгеньевич□



## ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА



Учебное пособие□



Издано в авторской редакции



Научный редактор□  
кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент В.И. Стреляев□

Компьютерная верстка А.Е. Ковешникова□

Дизайн обложки О.Ю. Аршинова

**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии  
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 22.09.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл. печ. л. 9,77. Уч.-изд. л. 8,84.

Заказ 1310-11. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Система менеджмента качества

Издательства Томского политехнического университета сертифицирована

NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



**ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ**, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, [www.tpu.ru](http://www.tpu.ru)

